

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y  
ELECTRÓNICA**

**OPERACIÓN ÓPTIMA Y ANÁLISIS DE ESTABILIDAD EN  
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA CON UN SISTEMA  
HÍBRIDO INTEGRADO**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
MAGISTER EN ELECTRICIDAD MENCIÓN REDES ELÉCTRICAS  
INTELIGENTES**

**ING. DARIO PATRICIO ALULEMA CHILUIZA**

**DIRECTOR: PROF. CARLOS FABIÁN GALLARDO QUINGATUÑA (Ph.D)**

**Quito, marzo 2024**

## **AVAL**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Darío Patricio Alulema Chiliza, bajo mi supervisión.

---

**PROF. CARLOS GALLARDO (Ph.D)**  
**DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

Yo, Darío Patricio Alulema Chiluzza declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.

---

Darío Patricio Alulema Chiluzza

## **AGRADECIMIENTO**

*Me gustaría agradecer a la Escuela Politécnica Nacional con todo su staff, y de manera especial al Dr. Carlos Gallardo.*

*Mi gratitud con la “Empresa Eléctrica de Quito” por su apoyo para enfrentar este desafío profesional.*

*Finalmente, mi sincero agradecimiento a mi querida familia.*

## ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL .....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
AGRADECIMIENTO.....	III
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	IV
RESUMEN .....	IX
ABSTRACT .....	X
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Definición del Proyecto .....	1
1.2 Objetivo General .....	2
1.2.1 Objetivos Específicos.....	2
2. ESTADO DEL ARTE .....	4
2.1 Definición de Estabilidad.....	4
2.2 Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia .....	5
2.2.1 Estabilidad de Ángulo del Rotor.....	5
2.2.2 Análisis de Estabilidad Transitoria .....	6
2.2.3 Estabilidad de Voltaje .....	6
2.2.4 Estabilidad de Frecuencia.....	7
2.2.5 Estabilidad de Resonancia .....	9
2.2.6 Estabilidad de Convertidores Electrónicos de Potencia.....	9
2.3 Flujo de Potencia .....	10
2.4 Flujo de Potencia Óptimo (OPF) .....	11
2.5 Flujo Óptimo de Potencia Probabilístico (POPF) .....	12
2.6 Sistema de Prueba IEEE de 39 Barras .....	13
2.7 Sistema Híbrido de Generación (SHG).....	13
2.8 Operación en Isla.....	14
2.9 Nuevas Definiciones de Estabilidad.....	14
2.10 Tasa de Cambio de la Frecuencia (RoCoF).....	15
3. FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA PROBABILÍSTICO .....	17
3.1 Modelación del Sistema Híbrido (SHG).....	17
3.2 Sistema de 39 Barras Modificado .....	20
3.3 Intermitencia del Recurso Primario .....	23
3.4 Salidas – Consola IPython .....	24
3.5 Resumen Metodológico .....	27

4.	ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA .....	29
4.1	Metodología .....	29
4.2	Casos Prácticos de Estudio .....	31
4.2.1	Caso 1: Falla Trifásica en el SHG.....	31
4.2.2	Caso 2: Desconexión / Reinserción del SHG .....	35
4.2.3	Caso 3: SHG Importando Energía .....	37
4.2.4	Caso 4: SHG Exportando Energía .....	39
4.2.5	Caso 5: Colapso del Sistema – Frecuencia .....	42
4.2.6	Caso 6: Colapso del Sistema – Voltaje.....	45
5.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....	50
5.1.	POPF – Python .....	50
5.2.	Análisis de Estabilidad - DigSILENT .....	57
6.	CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS .....	62
6.1.	Flujo Óptimo de Potencia Probabilístico .....	62
6.2.	Análisis de Estabilidad Transitoria .....	63
6.3.	Investigación e Implementaciones Futuras .....	64
7.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	65
8.	ANEXOS.....	1
	ANEXO I .....	1
	ANEXO II .....	2
	ANEXO III .....	6
	ANEXO IV .....	13
	ANEXO V .....	18

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.1</b> POPF y análisis de estabilidad – diagrama de flujo.....	2
<b>Figura 2.1</b> Clasificación de la estabilidad en sistemas de potencia .....	4
<b>Figura 2.2</b> Respuesta del ángulo del rotor a una perturbación transitoria .....	5
<b>Figura 2.3</b> Estabilidad de voltaje vs. varga - representación .....	7
<b>Figura 2.4</b> Umbral de frecuencia sugerido .....	8
<b>Figura 2.5</b> Representación gráfica de regulación primaria y secundaria .....	9
<b>Figura 2.6</b> Respuesta del SEP – N.E. de 39 Barras modelo clásico. ....	13
<b>Figura 2.7</b> Descripción grafica del ROCOF .....	16
<b>Figura 3.1</b> Sistema IEEE de 39 Barras con SHG integrado. ....	17
<b>Figura 3.2</b> Esquema eléctrico del SHG tipo.....	18
<b>Figura 3.3</b> PDF para: a) cargas – b) generación. ....	20
<b>Figura 3.4</b> Ejemplo de cargas aleatorias (P;Q) del SEP – Normal PDF. ....	21
<b>Figura 3.5</b> Respuesta de generación SHG y SEP (19:00 y 12:00). ....	22
<b>Figura 3.6</b> Curvas de rendimiento: a) aerogenerador – b) célula fotovoltaica. ....	22
<b>Figura 3.7</b> Recursos primarios – patrones horarios.....	23
<b>Figura 3.8</b> OPF Sistema de 9 barras. ....	24
<b>Figura 3.9</b> POPF Sistema de 9 barras modificada. ....	24
<b>Figura 3.10</b> Comportamiento de la generación y la carga SHG. ....	25
<b>Figura 3.11</b> Despacho de Potencia al interno SHG. ....	26
<b>Figura 3.12</b> Comportamiento generación – carga, sistema 39 barras modificado. .....	27
<b>Figura 3.13</b> Diagrama de bloques – proceso OPF probabilístico. ....	28
<b>Figura 4.1</b> Diagrama de bloques – proceso análisis de estabilidad transitoria. ...	29
<b>Figura 4.2</b> Sistema New-England con SHG integrados.....	30
<b>Figura 4.3</b> Punto de operación estable para el sistema 39 barras modificado (ventana de tiempo 20s).....	31
<b>Figura 4.4</b> Respuesta de los generadores del sistema 39 barras modificado - Despeje de falla en 150 ms. ....	32
<b>Figura 4.5</b> Respuesta de voltajes - despeje de falla en 150 ms. ....	33
<b>Figura 4.6</b> Respuesta de los generadores del sistema 39 barras modificado - Despeje de falla en 300 ms. ....	33

<b>Figura 4.7</b> Respuesta de voltajes - despeje de falla en 300 ms. ....	34
<b>Figura 4.8</b> Desempeño dinámico del SHG – Gsyn, Gwind. ....	35
<b>Figura 4.9</b> Respuesta de los generadores y voltaje en el sistema de 39 barras modificado. ....	36
<b>Figura 4.10</b> Desempeño dinámico del SHG – Gsyn, Gwind. ....	37
<b>Figura 4.11</b> Respuesta de los generadores 39 barras modificado – SC & conmutación. ....	39
<b>Figura 4.12</b> Respuesta de los generadores sistema 39B modificado – SC & desconexión. ....	41
<b>Figura 4.13</b> Modo conectado a la red y pérdida de generación. ....	42
<b>Figura 4.14</b> SHG con acciones de control para recuperar la sincronización. ....	44
<b>Figura 4.15</b> Respuesta de voltaje, velocidad y ángulo ante la pérdida de generación y carga posterior a una falla. ....	47
<b>Figura 4.16</b> Inestabilidad de Voltaje – CCT 150 ms. ....	49
<b>Figura 5.1</b> Margen de pérdidas: flujo de potencia vs flujo óptimo de potencia. ...	50
<b>Figura 5.2</b> SHG con el doble de carga nominal. ....	52
<b>Figura 5.3</b> Comportamiento de los recursos primarios. ....	53
<b>Figura 5.4</b> Respuesta de voltajes en el PCC, y de generación en el SEP. ....	56
<b>Figura 5.5</b> Falla 1Ø – cct: 150 ms, respuesta de voltaje, velocidad, ángulo, frecuencia. ....	58
<b>Figura 5.6</b> Falla 1Ø – cct: 150 ms, respuesta de voltaje, velocidad, ángulo, frecuencia. ....	60



## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 2.1</b> Características de problemas de estabilidad .	15
<b>Tabla 3.1</b> Parámetros de diseño del SHG tipo.	18
<b>Tabla 5.1</b> Comparación PPF & POPF: branch data – loss ( $I^2 * Z$ )	51
<b>Tabla 5.2</b> Escenarios de simulación – valores medios de pérdidas	51
<b>Tabla 5.3</b> Python (salidas) – (entradas) DIgSILENT.	54
<b>Tabla 5.4</b> Respuesta del sistema: SHG – consumiendo.	57
<b>Tabla 5.5</b> Respuesta del sistema: SHG – alimentando.	59
<b>Tabla 5.6</b> Resumen de estabilidad transitoria.	60

## RESUMEN

En el camino hacia la generación limpia basada en energías renovables, los Sistemas Híbridos como parte de la Red Inteligente (Smart Grid), han cobrado relevancia en tiempos recientes al integrar conceptos de Generación Distribuida (DG), Recursos Energéticos Distribuidos (DERs) a través de la tecnología y las comunicaciones.

El presente trabajo de titulación aborda dos temas ampliamente discutidos en Ingeniería Eléctrica, por un lado el Flujo Óptimo de Potencia y por otro la Estabilidad del Sistema, se presenta un enfoque novedoso donde se explora cómo estos temas están relacionados entre sí. Inicialmente, con un Flujo Óptimo de Potencia Probabilístico teniendo en cuenta el efecto de un Sistema Híbrido de Generación integrado, y posteriormente evaluando el impacto en la estabilidad del sistema cuando se enfrenta a perturbaciones de diferente naturaleza.

En la primera parte, se modela el Sistema Híbrido en conjunto con el sistema de prueba IEEE de 39 barras, se demuestra su operación a través de estudios de flujo de potencia y flujo de potencia óptimo, así mismo, se evalúa su efectividad mediante la comparación en la reducción de pérdidas y la respuesta en los perfiles de voltaje, considerando un comportamiento aleatorio de la generación y la carga.

En una segunda instancia, se verifica el impacto del Flujo Óptimo de Potencia Probabilístico con un Sistema Híbrido de Generación integrado al Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) mediante un Análisis de Estabilidad Transitoria, en el cual se han llevado a cabo diferentes escenarios de fallas tanto cuando el Sistema Híbrido consume como cuando alimenta la red principal.

Como resultado, se ha obtenido un modelo más realista donde la incertidumbre de carga y la intermitencia del recurso primario (generación distribuida) proporcionan una mejor comprensión de los fenómenos que podrían ocurrir en una red eléctrica durante su operación.

**PALABRAS CLAVE:** flujo óptimo de potencia, estabilidad transitoria, sistemas híbridos de generación, variables aleatorias y estocásticas, generación distribuida, energías renovables.

## ABSTRACT

On path toward clean generation based on renewables, hybrid power generation systems as part of the Smart Grid have taken relevance during recent times by integrating concepts like Distributed Generation (DG), Distributed Energy Resources (DERs) through technology and communications.

This dissertation covers two widely discussed topics in Electrical Engineering the Optimal Power Flow and the System Stability. A novel approach is presented in this document and how these topics are related to each other. Initially, with a Probabilistic Optimal Power Flow considering the effect of a Hybrid System integrated, and later the impact over the stability when subjected to disturbances.

In the first part, the Hybrid System is modelled together with the IEEE 39 bus test system, its operation is proven through power flow and optimal power flow studies, and its effectiveness by losses reduction comparison, voltage profiles, the whole process with aleatory behaviors (load/generation).

A second instance, verifies the impact of the Probabilistic Optimal Power Flow with a hybrid power generation system integrated over the SEP throughout a Transient Stability Analysis, where different fault scenarios have been performed in both when the Hybrid System is consuming as well as when is feeding the main network.

As a result, a more realistic model has been obtained where the load uncertainty and primary resource intermittency (distributed generation) provide a better understanding of the phenomena that could occur on an electrical network during its perform.

**KEYWORDS:** optimal power flow, transient stability, hybrid power generation system, aleatory and stochastic variables, distributed generation, renewables.

# 1. INTRODUCCIÓN

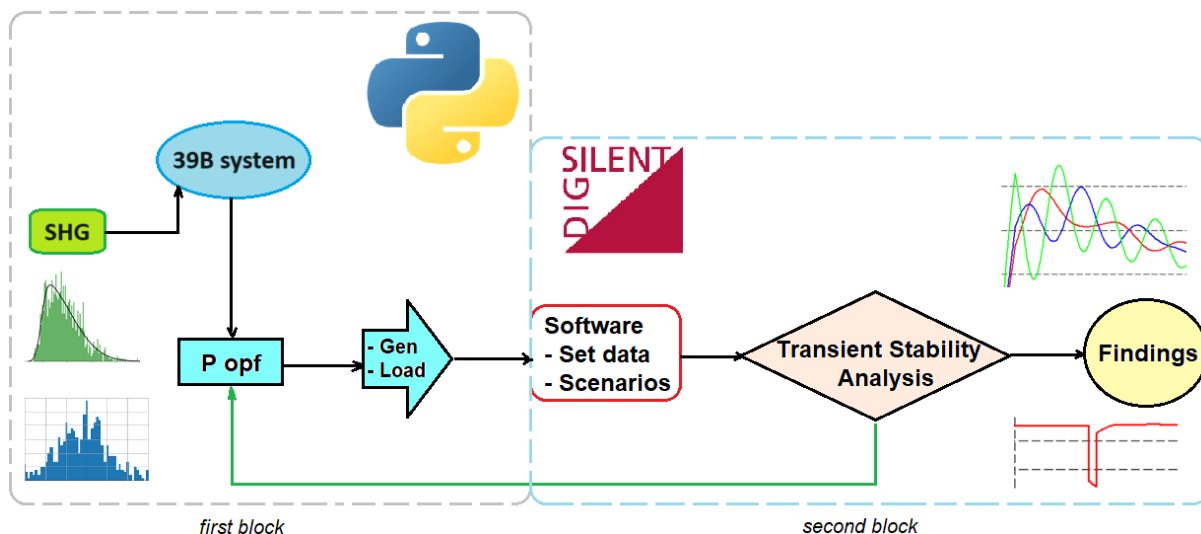
Dado que las energías renovables se vislumbran como la solución para reducir la generación eléctrica tradicional (basada en combustibles fósiles y carbón), es importante comprender su comportamiento y el impacto que podrían causar en la red cuando se interconectan a esta. Es por lo que este trabajo aborda aspectos como la intermitencia del recurso primario (velocidad del viento, radiación solar) inherentes a los Recursos Energéticos Distribuidos (DERs) y la incertidumbre de la carga, que en conjunto constituyen un Sistema Híbrido de Generación (SHG); así como su interacción con los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) cuando se somete a perturbaciones a través de un Análisis de Estabilidad Transitoria.

Es importante resaltar que en la última década se ha duplicado la producción de energía eléctrica a partir de energías renovables, a nivel mundial en 2012 se observa: eólica 4.7%, fotovoltaica 1.8%, hidráulica 19.3%, biomasa 1.5%, mientras que para 2022 se tiene: eólica 10.8%, fotovoltaica 12.8%, hidráulica 16.2%, biomasa 2% [1]. Mientras tanto a nivel de país, de acuerdo con el plan maestro de electricidad (PME 2018-2027), hasta el 2018 la matriz energética se constituye: 70.5% hidráulica, 1.3% biomasa, 0.27% eólica, 0.16% biogás, 0.13% fotovoltaica con un total del 72.36% correspondiente a renovable y un 27.64% térmica (no-renovable); y para el 2027, se prevé la integración de varios proyectos de generación renovable que permitirán el aumento de la capacidad instalada en el país: Huascachaca 50 MW, Villonaco II-III y El Aromo 500 MW (eólico y fotovoltaico), además con las nuevas regulaciones vigentes se prevé mayor participación de promotores privados y proyectos de ciclo combinado [2].

## 1.1 Definición del Proyecto

Este trabajo abarca dos partes, la primera corresponde al flujo de potencia óptimo con enfoque probabilístico (POPF), mientras que la segunda se centra en el análisis de estabilidad transitoria considerando el efecto de un SHG integrado.

De acuerdo con el diagrama de flujo, figura 1.1; en el primer bloque se desarrolla un POPF en un entorno Python (software de programación de código abierto), mientras que en el segundo bloque se realiza un análisis de estabilidad transitoria utilizando el Software DIgSILENT (herramientas amigables para el análisis); para ello, la red se ha modelado según los datos adquiridos mediante el POPF. A continuación, se desarrollan diferentes escenarios (contingencias) para obtener información práctica sobre el impacto de los Sistemas Híbridos en el comportamiento global del sistema.



**Figura 1.1** POPF y análisis de estabilidad – diagrama de flujo.

Se busca comprender la influencia de la generación renovable incorporada a los sistemas eléctricos de potencia (SEP) mediante un sistema híbrido de generación (SHG) cuando se consume energía de la red principal, así como cuándo se la está alimentando; verificar el compromiso existente entre la operación bajo un modelo OPF y su impacto en la estabilidad general del sistema (voltaje, ángulo, frecuencia) con un enfoque probabilístico.

## 1.2 Objetivo General

Desarrollar una metodología que permita evaluar la operación óptima y analizar la estabilidad en sistemas eléctricos de potencia con un sistema híbrido integrado.

### 1.2.1 Objetivos Específicos

- Modelar un sistema híbrido que contenga generación (eólica, fotovoltaica, síncrona) y cargas flexibles, donde se pueda controlar parámetros aleatorios de velocidad del viento, radiación solar y variabilidad de las cargas, de modo que se cuente con un modelo adecuado con la operación real de los sistemas eléctricos de potencia.
- Realizar un flujo de potencia óptimo probabilístico (POPF) en un sistema de pruebas (test system), el cual contenga un sistema de generación híbrido integrado que considera parámetros como: comportamiento aleatorio de las cargas e intermitencia del recurso primario (Generación Distribuida).
- Integrar los modelos de prueba sistema híbrido + SEP de manera que se pueda automatizar su operación pensando en un modelo HIL (hardware in the loop), visualizando así resultados en tiempo real y de manera didáctica.

- Analizar el impacto de un sistema de generación híbrida sobre un sistema de potencia en términos de estabilidad transitoria cuando éste es sometido a eventos (fallas) en dos escenarios: cuando el sistema híbrido está consumiendo energía (como carga), así como cuando alimenta a la red (como generador).
- Realizar un estudio de estabilidad transitoria para los puntos de operación más representativos del SEP y del Sistema Híbrido, identificando los casos (eventos) más severos que podrían afectar el desempeño de los sistemas interconectados mediante análisis de datos.

## 2. ESTADO DEL ARTE

### 2.1 Definición de Estabilidad

La estabilidad en sistemas eléctricos de potencia se entiende como la capacidad para mantener o recuperar un estado de equilibrio operacional, luego de que el sistema ha sido sometido a una perturbación (falla). Tradicionalmente, los problemas de estabilidad (inestabilidad) se han relacionado con la dinámica del ángulo del rotor del generador (mecánico) y el ángulo de potencia (eléctrico); también se puede presentar sin pérdida de sincronismo, causada por el colapso de la carga o generación, lo que se traduce en violaciones de voltaje.

Los SEP son sistemas extremadamente grandes, no lineales, sujetos continuamente a pequeñas perturbaciones en forma de cambios de carga y generación que provocan desbalances dando lugar a oscilaciones de ángulo del rotor, por lo que el sistema debe ajustarse a cada punto de operación. Un sistema estable (robusto) debe ser capaz de sobreponerse a numerosas perturbaciones de diferente naturaleza, como cortocircuitos en una línea de transmisión, pérdida repentina de carga o generación y pérdida de un vínculo entre los elementos del sistema, a esto se conoce como resiliencia del sistema [3].

La transformación de los sistemas tradicionales obedece a una creciente inserción de elementos de electrónica de potencia (convertidores), necesarios para el control e integración de generación y carga a la red, es así como se ve la necesidad de una nueva clasificación que incluya la estabilidad por respuesta de los Convertidores de Potencia y por Resonancia eléctrica y de torsión, como se observa en el siguiente esquema:

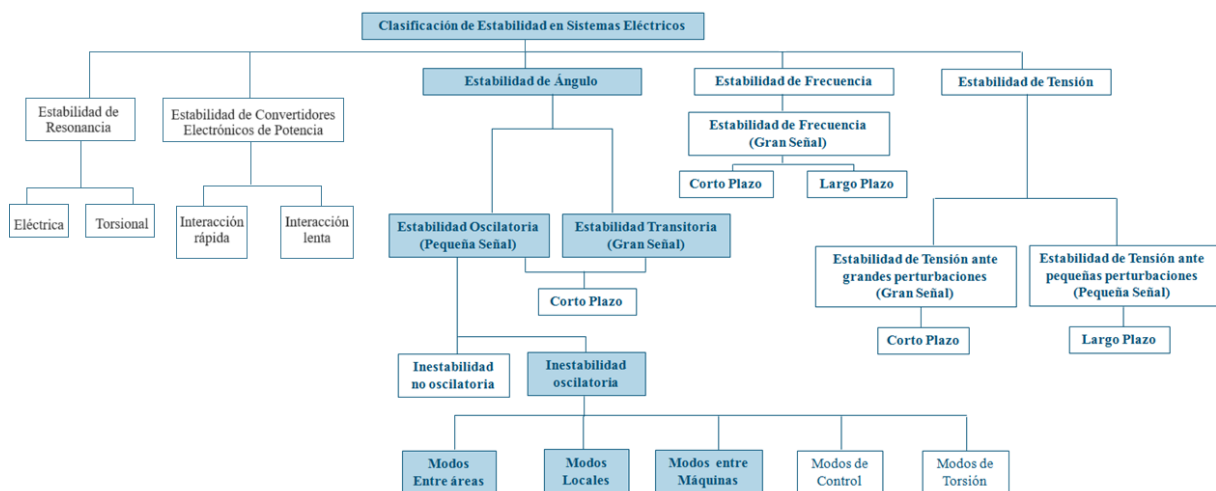


Figura 2.1 Clasificación de la estabilidad en sistemas de potencia [4].

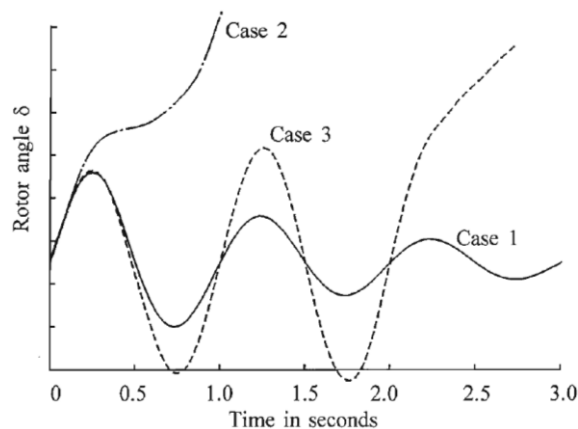
## 2.2 Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

Los sistemas eléctricos son el conjunto de variables de gran orden, cuya respuesta dinámica es influenciada por una amplia variedad de dispositivos con diferentes características, por lo que la estabilidad es una condición de equilibrio entre fuerzas opuestas.

Como se indicó en la sección 2.1, la estabilidad se define como la capacidad de un SEP para recuperar un estado de equilibrio operacional para una condición inicial dada, luego de estar sujeto a una perturbación física que puede ser de carácter eléctrico o mecánico; conservando el mayor número de variables acotadas, permitiendo así que el sistema completo permanezca prácticamente intacto.

Las formas de inestabilidad que un sistema podría experimentar son diversas; debido a su alta dimensionalidad y complejidad. El análisis incluye identificar importantes factores que contribuyen a la inestabilidad y elaborar métodos para mejorar la operación estable, esto se facilita mucho al clasificar la estabilidad dentro de categorías apropiadas, como se describe a continuación:

### 2.2.1 Estabilidad de Ángulo del Rotor



**Case 1:** Stable case

**Case 2:** First swing instability – rotor angle increases steadily

**Case 3:** Instability shows after the first swing (post-fault steady state = unstable)

**Figura 2.2** Respuesta del ángulo del rotor a una perturbación transitoria [3].

Se presenta como la capacidad de las máquinas (generadores) del sistema para mantener el sincronismo después de experimentar una perturbación; esta característica se basa en la habilidad de mantener o alcanzar un nuevo punto de equilibrio entre el par mecánico y el par electromagnético, donde el primero está relacionado con la potencia de entrada (prime mover) y el segundo constituye la potencia de salida (potencia eléctrica). Cuando hay un desequilibrio entre estas magnitudes, el problema de inestabilidad se manifiesta en forma de



fluctuaciones del ángulo, este fenómeno se estudia a través de la ecuación de oscilación de potencia [5].

$$\frac{2H}{\omega_r} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad (2.1)$$

Donde:

$H$	Constante de inercia
$\delta$	Angulo de rotor
$\omega_r$	velocidad del rotor
$P_m$	Potencia mecánica
$P_e$	Potencia eléctrica
$P_a$	Potencia de aceleración
$P=T\omega$	Torque

### 2.2.2 Análisis de Estabilidad Transitoria

Dado que los sistemas eléctricos de potencia están constantemente sujetos a pequeñas perturbaciones debido a la relación inherente entre generación y carga, el análisis de estabilidad es una herramienta importante para verificar y predecir el punto de operación actual y futuro. Como se mencionó anteriormente, se desea comprender las repercusiones en el sistema principal (SEP) cuando el SHG está sujeto a diferentes fenómenos eléctricos como cortocircuitos, cambios repentinos de carga, pérdida de generación, etc.

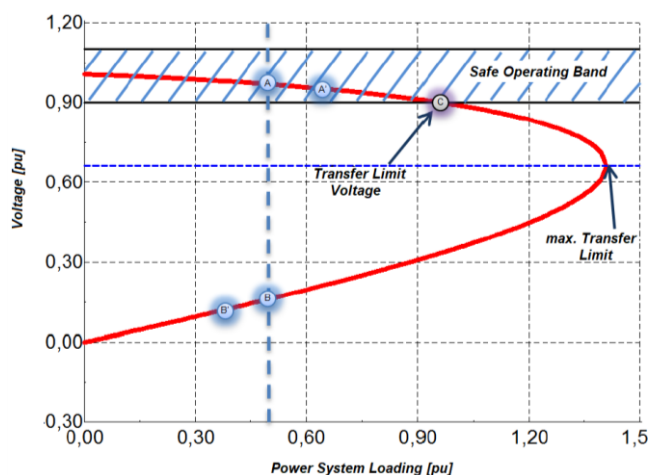
Una vez obtenidos los datos necesarios a partir del POPF (Python) en términos de generación y carga, utilizando el software DIgSILENT de PowerFactory 2020, procedemos a modelar nuestra red de acuerdo con los resultados anteriores. Aquí se plantea la opción de analizar la respuesta del sistema tanto cuando el sistema híbrido está consumiendo potencia (carga), como cuando está suministrando energía a la red principal (generador).

Mediante código de programación se carga automáticamente los valores del flujo de potencia con lo cual se procede con el estudio de estabilidad transitoria del sistema (SEP+SHG), para ello, se han modelado diferentes eventos de falla y escenarios para evaluar el rendimiento del sistema en su conjunto. La figura 4.2 presenta el sistema de 39 barras junto con los SHG durante un flujo de carga.

### 2.2.3 Estabilidad de Voltaje

Representa la capacidad del sistema para mantener las tensiones eléctricas dentro de niveles operativos aceptables después de un evento de falla o una perturbación. La inestabilidad del sistema se presenta como un aumento o disminución del perfil de voltaje con respecto a un punto de ajuste (generalmente 1.0 pu); el efecto de estas oscilaciones podría ser la desconexión en cascada de una serie de elementos como líneas de transmisión, transformadores y generadores [3]. Una respuesta común durante una perturbación transitoria (cortocircuito) es una disminución repentina de la potencia activa,

mientras que para la potencia reactiva ocurre lo contrario, tratándose de compensar la caída de voltaje. Cuando el sistema no es capaz de satisfacer esta demanda de potencia reactiva, se produce un colapso de voltaje.

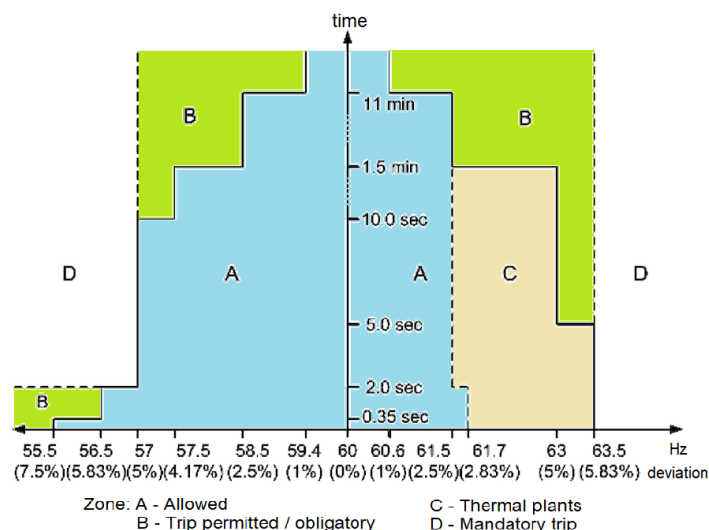


A: Current operating point  
A-C: Voltage Stability Margin

**Figura 2.3** Estabilidad de voltaje vs. carga - representación [6].

#### 2.2.4 Estabilidad de Frecuencia

La frecuencia es un buen indicador del estado de los sistemas eléctricos, es una medida constante del equilibrio entre la generación y la carga; las perturbaciones graves se traducen en oscilaciones de frecuencia creciente que pueden llevar a la inestabilidad del sistema. Una de las preocupaciones con los SHG con respecto a la frecuencia es su falta de inercia (masas rotativas), por lo que, no proporciona una buena respuesta a las desviaciones de frecuencia; por lo tanto, la mayoría de los equipos y configuraciones de protección deben ajustarse para cumplir con los estándares. Las protecciones basadas en el ROCOF (*rate of change of frequency*) se han utilizado ampliamente en los últimos tiempos para evitar la operación en isla de los Sistemas Distribuidos de Generación.



**Figura 2.4** Umbral de frecuencia sugerido [7].

La mayoría de los sistemas eléctricos cuentan con recursos y equipamiento propio cuyo objetivo es el de mantener la frecuencia dentro de umbrales seguros de operación, ya que desviaciones pronunciadas podrían llevar al colapso del sistema. Tradicionalmente, se dispone de un control primario de frecuencia con el cual se trata de compensar las desviaciones  $\Delta f$  de manera instantánea y automática, mientras que la regulación secundaria actúa en periodos prolongados de tiempo en respuesta a desbalances sostenidos (generación – carga).

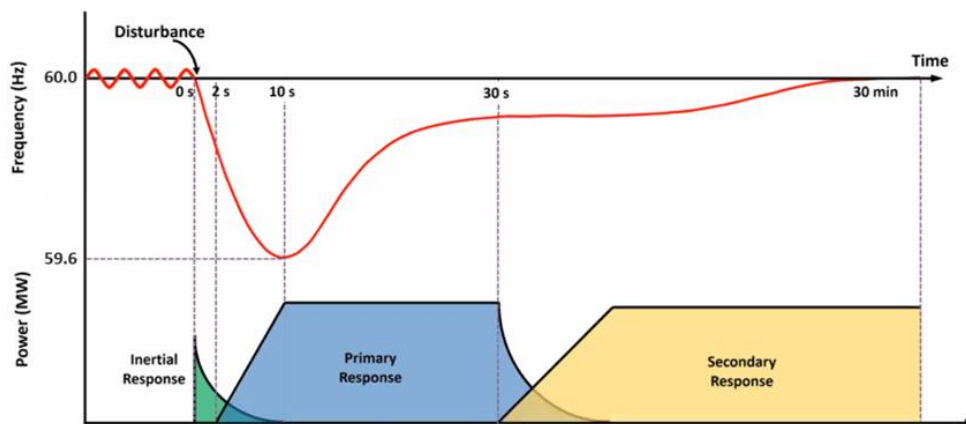
- Regulación primaria de frecuencia

Es un control rápido y autónomo, propio de los generadores que actúa en oposición a las variaciones de  $f$ . su rango de acción es de los segundos (s) y se relaciona con el governor de la máquina (*válvula que inyecta combustible*). En la generación renovable principalmente solar, eólica, etc. no se cuenta con un tipo de válvula (*governor*) que permita el paso de combustible directamente a la turbina (*eje*) por lo que se busca opciones que suplan su funcionalidad, la tendencia es crear puntos de operación virtuales que satisfagan ciertas necesidades mediante programación y almacenamiento de energía BESS.

- Regulación secundaria de frecuencia

Se desempeña desde los segundos hasta los minutos, el control automático de generación (AGC) evalúa constantemente las variaciones de frecuencia en un punto de operación dado y las contrarresta, se trata por lo tanto de un tipo de control más lento utilizado en las programaciones de despacho a lo largo del día. Conforman también controles secundarios

la operación externa en la que puede tener injerencia el operador del sistema (producción constante de la planta, valores de demanda definidos).



**Figura 2.5** Representación gráfica de regulación primaria y secundaria [8].

### 2.2.5 Estabilidad de Resonancia

La resonancia ocurre cuando se dan intercambios de energía periódicos de una manera oscilatoria, dichas oscilaciones aumentan en caso de no existir una adecuada disipación de energía (amortiguamiento) en su trayectoria por lo que se manifiestan en la amplificación de magnitudes de voltaje, corriente, torque; cuando estas magnitudes superan umbrales establecidos, se dice que se ha producido inestabilidad por resonancia. Esta definición abarca también la resonancia sub-sincrónica (SSR), ya sea por estar asociado con una resonancia electromecánica (torsional) o una resonancia enteramente eléctrica [4].

### 2.2.6 Estabilidad de Convertidores Electrónicos de Potencia

El comportamiento dinámico de los convertidores es muy diferente al de los generadores síncronos convencionales, debido a la interacción de los convertidores de voltaje que predominan en la red. Su operación se basa en bucles de control y algoritmos con tiempos de respuesta rápidos, en este sentido, la amplia escala de tiempo relacionada con los controles de los convertidores puede dar lugar a acoplamientos cruzados entre la dinámica de las máquinas (electromecánica) como con los transitorios electromagnéticos de la red, lo que puede provocar oscilaciones inestables del SEP en un amplio rango de frecuencias. Se diferencian las interacciones lentas (menores a 10 Hz) y rápidas (cientos de Hz, y posiblemente kHz) [4].

## 2.3 Flujo de Potencia

También conocido como flujo de carga, es una herramienta fundamental que estudia la operación del SEP en estado estable o estacionario; busca conocer los valores de voltajes, corrientes y las transacciones de potencia en una red bajo diversas condiciones de operación. Su principal objetivo será determinar el comportamiento en estado estable del sistema y garantizar que opere dentro de límites aceptables de voltaje y cargabilidad de sus elementos.

Principales aspectos del análisis de un flujo de potencia:

- Asumir que el sistema ha alcanzado un estado estable, lo que significa que todos los efectos transitorios se han moderado y el sistema está en una condición de equilibrio.
- Calcular la magnitud y los ángulos de fase de los voltajes en diferentes nodos del sistema, determinar las corrientes que fluyen a través de las líneas de transmisión y otros componentes de la red.
- Proporcionar información sobre la potencia activa y reactiva que fluyen a través de la red.
- Clasificar los nodos o barras del sistema en los diferentes tipos: nodos de generación, nodos de carga y nodos Slack. Permite determinar las inyecciones y extracciones de potencia en cada nodo.
- Considerar restricciones y límites del sistema, como límites de voltaje, límites térmicos de líneas de transmisión y restricciones de factor de potencia.
- Utilizar métodos numéricos iterativos para converger hacia una solución que satisfaga las ecuaciones que describen el comportamiento del sistema de potencia.

Por lo tanto, constituye una herramienta crucial para la planificación, diseño y operación del SEP; ayuda a comprender cómo se comporta el sistema bajo condiciones dadas y garantiza que el sistema de potencia opere de manera confiable y eficiente.

## 2.4 Flujo de Potencia Óptimo (OPF)

El OPF es un problema de optimización no lineal, que busca minimizar los costos operativos mediante la reducción de pérdidas y costos de generación, sujeto a determinadas restricciones de la red (límites operativos). Por lo tanto, es una combinación entre despacho económico y el flujo de carga con las menores pérdidas [9] [10]. La formulación matemática del problema del flujo de potencia óptimo toma la siguiente forma:

$$\min_x f(x) \quad (2.2)$$

Sujeto a

$$g(x) = 0 \quad (2.3)$$

$$h(x) \leq 0 \quad (2.4)$$

$$x_{min} \leq x \leq x_{max} \quad (2.5)$$

Donde, la función objetivo  $f(x)$  consiste en el costo polinómico de las inyecciones de potencia del generador, las restricciones de igualdad  $g(x)$  vienen dadas por las ecuaciones del balance de potencia, las de desigualdad  $h(x)$  son los límites de flujo de potencia por las líneas, mientras que los límites  $x_{min}$  y  $x_{max}$  incluyen: ángulos de la barra de referencia, magnitudes de voltaje (para AC) e inyecciones del o los generadores [11] [12].

**F.O:** *minimizar costo de generación*

$$\begin{aligned} \min f(x) &= \sum_{i=1}^{N_G} F_i(P_{Gi}) + \sum_{i=1}^{N_T} F_i(P_{Ti}) \\ &= \sum_{i=1}^{N_G} (a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i) + \sum_{i=1}^{N_T} F_i(P_{Ti}) \end{aligned} \quad (2.6)$$

Donde  $a_i, b_i$  representa los costos variables de producción y  $c_i$  representa los costos fijos de operación.

**F.O:** *minimizar pérdidas*

$$P_{loss} = \sum_{i=1}^N \sum_{k=1}^N g_{ik} (V_i^2 + V_k^2 - 2V_i V_k \cos(\delta_i - \delta_k)) \quad (2.7)$$

Donde  $P_{loss}$ , representa las pérdidas del sistema

## 2.5 Flujo Óptimo de Potencia Probabilístico (POPF)

El POPF es una variación del OPF, donde la carga y la generación renovable están sujetas a un comportamiento aleatorio. En este caso, el comportamiento incierto de las cargas y del recurso primario (velocidad del viento, radiación) varían siguiendo una Función de Densidad de Probabilidad (PDF) adecuada.

A partir de la minimización de costos de generación, ecuación (2.6), se formula un POPF que considera la incertidumbre de la carga, modelada mediante una distribución Gaussiana (Normal PDF), donde el valor esperado viene dado por la media y la variabilidad por la desviación estándar [12].

*Restricciones de igualdad:*

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi} + \sum_{i=1}^{N_G} P_{Ti} - \sum_{i=1}^{N_D} P_{Di} - \sum_{i=1}^{N_L} P_{Li} = 0 \quad (2.8)$$

*Restricciones de desigualdad:*

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max} \quad (2.9)$$

$$Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{max}$$

$$(V_i^{min})^2 \leq V_i^2 \leq (V_i^{max})^2 \quad (2.10)$$

Con:

$P_G$	Generación de energía real de la unidad de generación
$P_T$	Transferencias de potencia reales desde/hacia redes externas
$N_G$	Número de unidades de generación
$N_T$	Número de terminales conectados
$P_{Di}$	Función de densidad de probabilidad bus de carga $i$
$P_L$	Pérdidas en la línea de transmisión
$N_L$	Número de líneas de transmisión

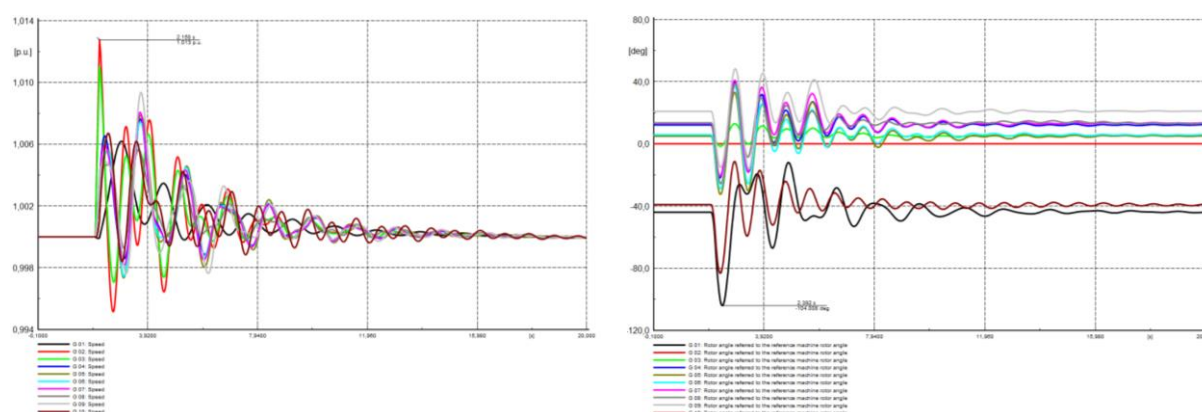
Como se indicó el POPF basa su operación en el flujo óptimo de potencia, es decir selecciona los mejores valores de las variables de control: Potencia en las barras de generación (PV), Voltaje de generación, taps en transformadores, topología, etc. a fin de minimizar una función objetivo (F.O) relacionada con los costos de operación o las pérdidas del sistema.

- Cuando se busca minimizar los costos operativos se convierte en un despacho económico, relativo a la potencia activa (P).
- Cuando se minimiza las pérdidas por transmisión, el flujo óptimo es referente a la potencia reactiva (Q).

El complemento de ambas, sujeto a condiciones y restricciones operativas se conoce como flujo óptimo de potencia, y este a su vez visto desde una perspectiva aleatoria de carga y generación da lugar al flujo óptimo de potencia probabilístico (POPF).

## 2.6 Sistema de Prueba IEEE de 39 Barras

Es un modelo clásico utilizado para implementar y probar nuevas ideas y conceptos, el sistema consta de 10 generadores, uno considerado como la máquina de referencia, 39 barras: tipo PQ para cargas y PV para generación, 46 líneas de transmisión que interconectan los elementos y las 19 cargas propias del sistema New-England. A continuación, se presenta la respuesta clásica del sistema ante perturbaciones, es decir con cargas estáticas y generación constante.



**Figura 2.6** Respuesta del SEP – N.E. de 39 Barras modelo clásico.

Falla 3 $\emptyset$ , Bus 06, tiempo de despeje (CCT) 150 ms.

## 2.7 Sistema Híbrido de Generación (SHG)

Un SHG es un sistema de energía autónomo compuesto por: generación distribuida (eólica, solar, gas, etc.), sistemas de almacenamiento y cargas, capaz de suministrar su propia carga local incluso en el caso de desconexión de la red principal. Generalmente está conectado a niveles de voltaje de distribución y es capaz de funcionar en modos de operación aislados y conectados a la red. Gestionar su equilibrio de potencia y estabilidad puede ser una tarea difícil ya que dependen de un buen número de variables, es una parte clave de la red inteligente definida como parte de los sistemas de distribución [13].

Cuando se integra un SHG a una red principal, se producen problemas técnicos y económicos. Por ejemplo, calidad de energía, perfiles de voltaje, configuraciones de protección, armónicos y confiabilidad en general. Otro aspecto a considerar será el mercado eléctrico, ya que los SHG son capaces de producir energía para su consumo local, y cuando



existe un exceso en la generación, puede ser vendida/entregada a la red principal creando un mercado spot o de oportunidad.

## **2.8 Operación en Isla**

Se trata de una desconexión deliberada del sistema (red principal); es una característica de los SHG gracias a la capacidad de los Generadores Distribuidos (GDs) para producir suficiente energía para abastecer las cargas locales durante un determinado tiempo. El modo isla puede deberse a diferentes razones, como fallas en el sistema aguas arriba, programaciones de mantenimiento o incluso para mejorar la confiabilidad del sistema cuando se trata de redes débiles. Durante la última década, se han realizado importantes contribuciones para permitir este modo de operación a través de sistemas de gestión eficientes que cumplan con los requisitos de calidad, confiabilidad y disponibilidad impuestos por los operadores de la red de distribución [14].

## **2.9 Nuevas Definiciones de Estabilidad**

Aunque los problemas de estabilidad tienen la misma definición que para los grandes sistemas de potencia, el efecto será diferente en términos del impacto producido. Mientras que el análisis de estabilidad tradicional se centra en la estabilidad transitoria y de voltaje, relegando la frecuencia; para un SHG que opera en modo aislado, es bastante desafiante mantener la estabilidad de la frecuencia debido a su baja inercia y la intermitencia de los recursos primarios.

Debido a la baja relación  $X/R$  en las líneas de alimentación, los flujos de potencia activa y reactiva no pueden desacoplarse y, por lo tanto, el voltaje y la frecuencia están fuertemente acoplados en los Sistemas Híbridos. Así, a diferencia de algunos fenómenos de inestabilidad en sistemas convencionales como el colapso de voltaje, la inestabilidad en los SHG se manifiesta mediante fluctuaciones en todas las variables del sistema [15].

Por lo tanto, se presenta una nueva clasificación de estabilidad de acuerdo con el fenómeno físico, el tamaño y la naturaleza de la perturbación, los componentes involucrados (elementos del SHG), el rango de tiempo y la metodología utilizada para analizar el período transitorio.

**Tabla 2.1** Características de problemas de estabilidad [15].

<b>Categoría</b>	<b>Sistema de control</b>		<b>Fuente y balance de estabilidad</b>	
<i>Subcategoría</i>	<i>Estabilidad de la máquina eléctrica</i>	<i>Estabilidad del convertidor</i>	<i>Estabilidad de voltaje</i>	<i>Estabilidad de frecuencia</i>
Causa	Pobre sintonización del controlador	Ancho de banda PLL, falla de sincronización PLL, inestabilidad armónica.	Límites de potencia de los DERs, fuentes de alimentación reactiva inadecuada, distribución deficiente de potencia reactiva, baja sensibilidades de voltajes de carga, condensadores de enlace dc.	Límites de potencia activa de los DERs, fuentes de alimentación activa inadecuada, transmisión de potencia activa deficiente.
Manifestación	Oscilaciones no amortiguadas, voltajes aperiódicos y/o aumento/disminución de frecuencia.	Oscilaciones no amortiguadas, bajos voltajes en estado estacionario, oscilaciones de alta frecuencia.	Bajos voltajes en estado estacionario, significativas oscilaciones de potencia, marcados picos de voltaje en enlaces dc.	Tasas altas de cambio de frecuencia, bajas frecuencias en estado estacionario, importantes oscilaciones de potencia y frecuencia.

## 2.10 Tasa de Cambio de la Frecuencia (RoCoF)

Es un esquema de protección basado en el muestreo constante entre la frecuencia del sistema a lo largo del tiempo ( $df/dt$ ), podría entenderse como una característica intrínseca a las máquinas síncronas relacionada con su inercia. Se vuelve relevante durante los desequilibrios entre la carga y la generación, ya que es un indicador de la salud del sistema, especialmente durante eventos de falla [16].

Con los Recursos Energéticos Distribuidos (DERs) que carecen de inercia y generalmente funcionan a velocidades asíncronas, la magnitud de la variación de RoCoF ha aumentado, lo que podría llevar a un mal funcionamiento del sistema de protecciones, poniendo en riesgo las instalaciones existentes (generadores síncronos) y nuevos generadores mayormente asíncronos.

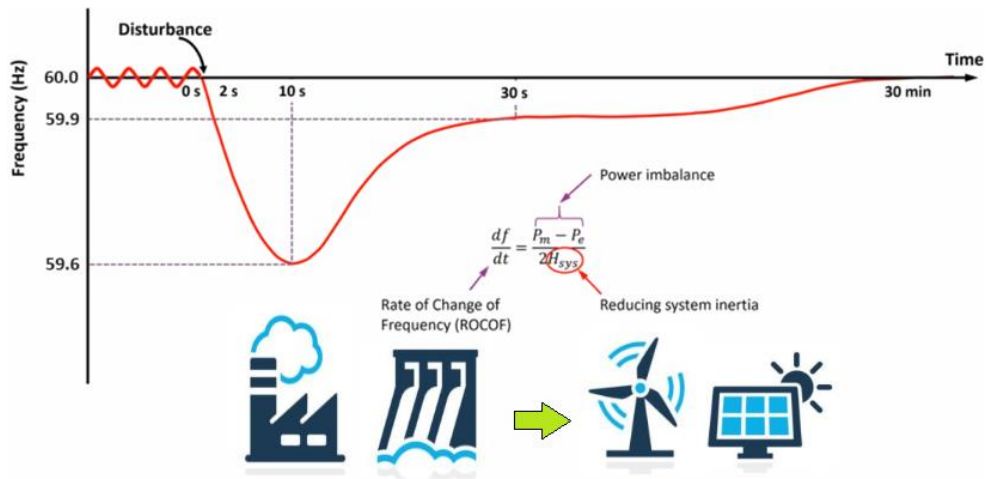


Figura 2.7 Descripción grafica del ROCOF [8].

### 3. FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA PROBABILÍSTICO

La propuesta detrás del POPF es una optimización, cómo minimizar los costos de generación dado un comportamiento aleatorio de los recursos primarios (generación distribuida) y la incertidumbre propia de la carga, para así reproducir un modelo más realista. Para este cometido se utiliza las herramientas de programación existentes en Python con su módulo *Pypower*, así como el sistema de pruebas de IEEE de 39 barras disponible en el *PowerFactory* de DigSILENT.

Se comienza por integrar el SHG a la red principal, como podemos ver en la figura 3.1, el sistema ha sido modificado, el primer SHG está conectado a la barra 6, el segundo se conecta a la barra 16, mientras que un tercero se considera como respaldo ante la salida del SG7, el objetivo será contribuir a la demanda local y así poder descargar los elementos del sistema limitando las transacciones de potencia, además las cargas inherentes ya no son constantes, lo que significa que las 19 cargas propias del SEP variarán siguiendo una distribución de probabilidad normal con un rango determinado.

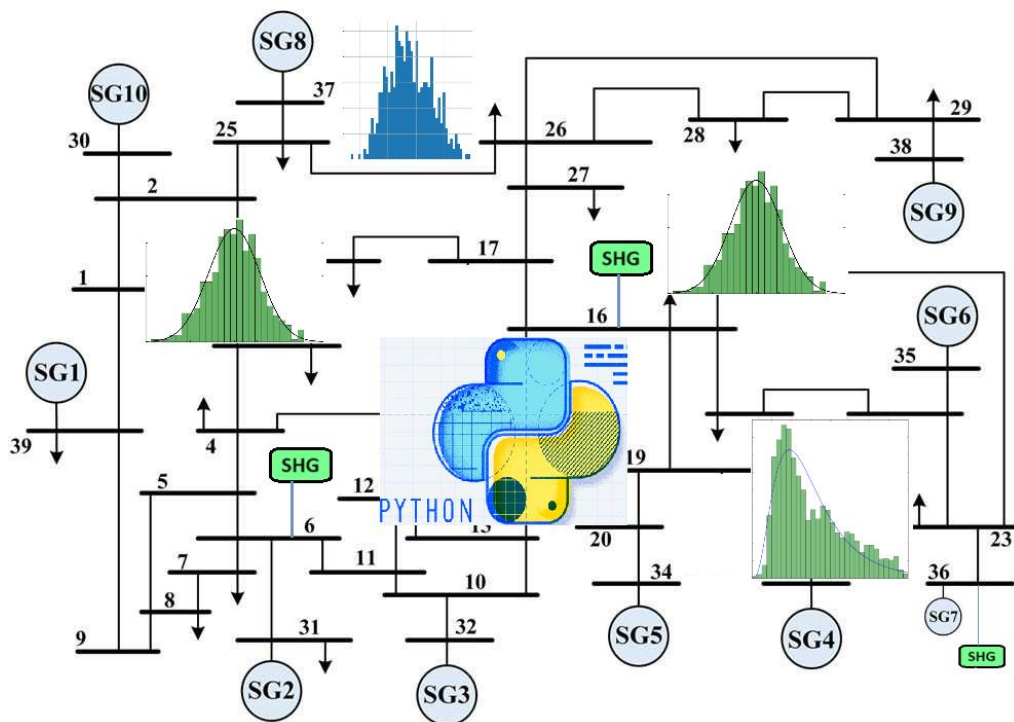


Figura 3.1 Sistema IEEE de 39 Barras con SHG integrado.

#### 3.1 Modelación del Sistema Híbrido (SHG)

El siguiente esquema representa un modelo estático, compuesto por recursos energéticos distribuidos como generación eólica, generación síncrona (turbina de gas), paneles solares y sus propias cargas. Se pretende un modelo con una variedad de generación distribuida de

modo que se puedan desarrollar y analizar diferentes escenarios. Los parámetros del SHG se han modelado de acuerdo con la figura 3.2 y la tabla 3.1, y se ha implementado junto con el sistema de 39 barras.

Es importante destacar que el sistema New-England se encuentra integrado en el módulo de *Pypower (case39)*, y que se puede resolver mediante el uso de comandos como el flujo de potencia (*runpf*) y el flujo óptimo de potencia (*runopf*), basados en los métodos desacoplado y desacoplado rápido de Newton.

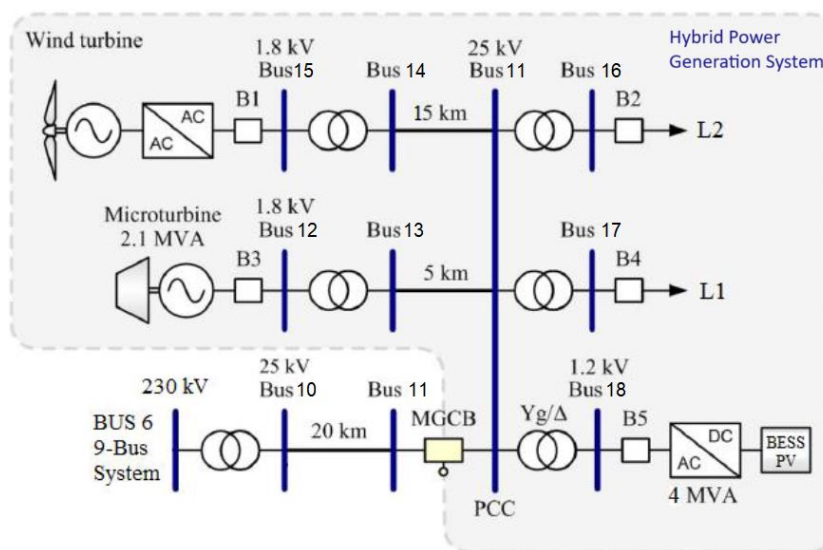


Figura 3.2 Esquema eléctrico del SHG tipo.

Tabla 3.1 Parámetros de diseño del SHG tipo.

Elementos y parámetros del SHG				
	Snom	Voltaje	R	X
<b>Transformadores:</b>	[MVA]	[kV]	[pu]	[pu]
Interconexión	400	345 / 25	0.0033	0.05
Cargas	200	25 / 0.38	0.0013	0.015
BESS_PV	400	25 / 1.2	0.0022	0.017
Gen eólico – synch	300	25/1.8	0.0023	0.019
<b>Generadores:</b>	[MVA]	[kV]	f <sub>pnom</sub>	
Micro Gas	210	1.8	0.96	-
DFIG	222	1.8	0.9	-
<b>Líneas de transmisión:</b>	Longitud			
<b>Generación distribuida</b>	[km]	[kV]	[Ω/km]	[Ω/km]
Interconexión	20	25	0.17	0.4
Viento	15	25	0.17	0.4
Gas	5	25	0.17	0.4
** SB = 100 MVA				

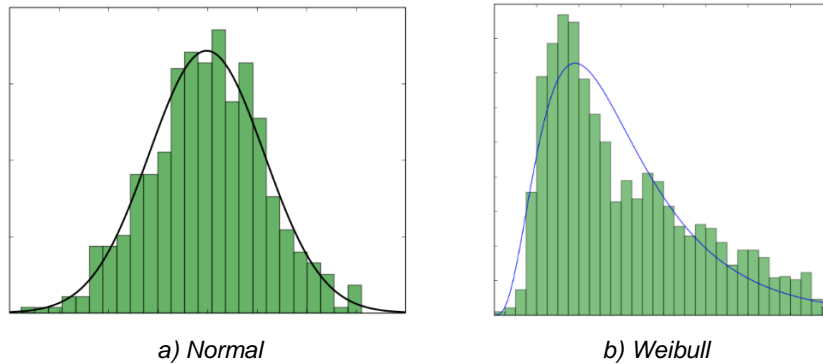
Las cargas individuales del SHG varían en un rango de 0 hasta 190 MVA, valores definidos en una tabla de consumos horaria (Excel) con un factor de potencia de 0.95. Además, para

las cargas del sistema principal de “39 barras”, se ha desarrollado un método de Monte Carlo para replicar la incertidumbre en el consumo, basado en la carga original: L3(322;2.4), L4(500;184), L7(233.8;84), L8(522;176), L12(7.5;88) L15(320;153), L16(329;32.3), L18(158;30), L20(628;103), L21(274;115), L23(247.5;84.6), L24(308.6;-92), L25(224;47.2), L26(139;17), L27(281;75.5), L28(206;27.6), L29(283.5;26.9) tipo PQ, mientras que L31(9.2;4.6) y L39(1104;250) del tipo PV; a partir de dichos valores en (MW;MVar) se calcula el correspondiente factor de potencia.

A continuación, se generan  $n$  valores aleatorios para la potencia  $P$  (la cantidad depende del número de simulaciones) los cuales obedecen a una Normal PDF con media  $\mu$  en el valor esperado para el pronóstico de la Potencia y desviación estándar  $\sigma$  (2.5%) correspondiente a la incertidumbre de la demanda [12] [17]. Figura 3.3 a). Conocido el factor de potencia, procedemos a calcular la nueva potencia aparente ( $S$ ) en MVA y a partir de esta la potencia reactiva ( $Q$ ) para cada valor aleatorio de  $P$  generado previamente.

En cuanto a la velocidad del viento y la radiación solar (recursos primarios), este trabajo cuenta con mediciones horarias realizadas durante 5 años; dependiendo de la hora del día en que se ha seleccionado la simulación, se toman los datos correspondientes e ingresan al Python, mediante la función (*exponweib.fit*) se obtiene los parámetros de forma y escala (*shape, scale*) que se utilizarán a su vez en una función *random.weibull* para generar la matriz de datos consistente con el número de simulaciones, de acuerdo con la investigación existente se opta por una distribución de Weibull utilizada por su versatilidad para ajustar y replicar fenómenos naturales, figura 3.3 b), mayor información se puede encontrar en el Anexo I.

Luego, mediante técnicas de interpolación (*spline*), se procede a interpolar (asignar) los valores de viento con la correspondiente potencia eléctrica dada por una plantilla Excel que acompaña este trabajo (*curva\_aerogenerador.xlsx*). es importante mencionar que para el tratamiento de datos previo ingreso a la simulación como *inputs* se ha realizado una recopilación, selección, limpieza y transformación de estos, lo que constituye una minería de datos.



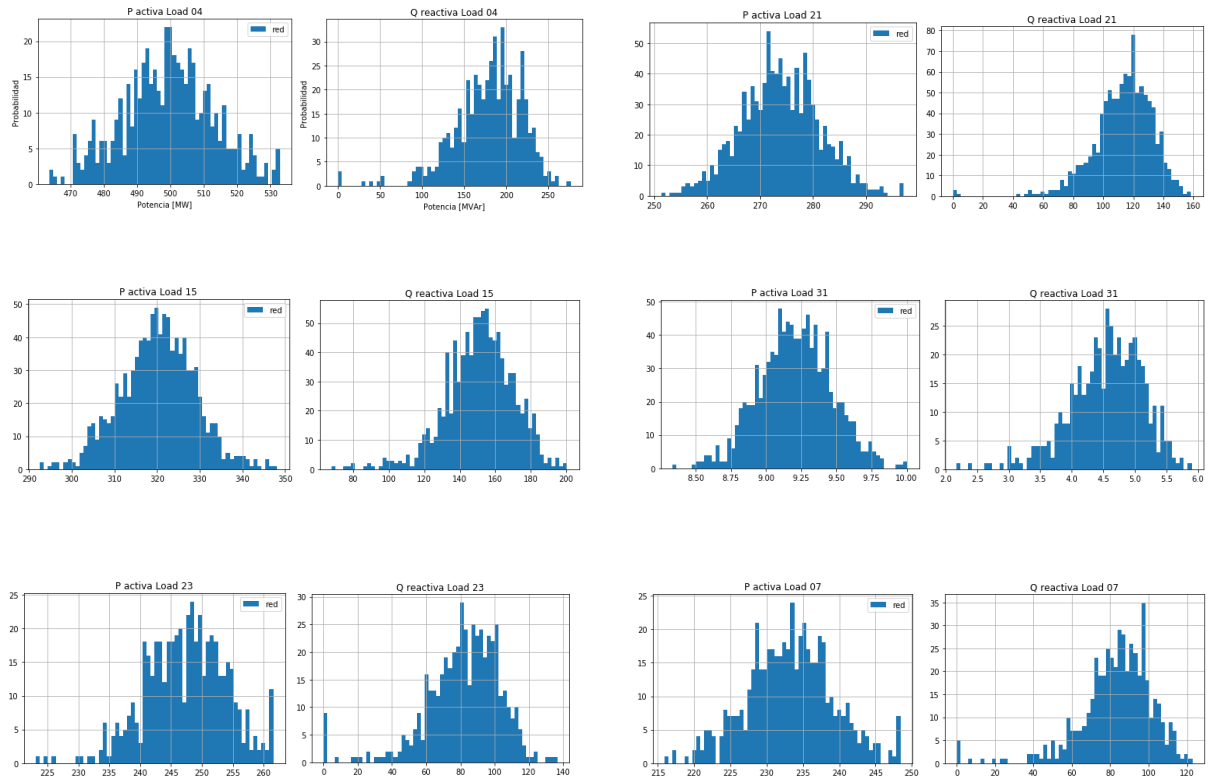
Fuente: Funciones de densidad probabilística de Python PDF

**Figura 3.3** PDF para: a) cargas – b) generación.

### 3.2 Sistema de 39 Barras Modificado

A partir del sistema original New–England, procedemos a incrementar el número de barras según el esquema de diseño del SHG, se ha elegido el tipo PV para las barras con generación distribuida y PQ para las barras de carga, como se muestra en la figura 3.2; luego, se establecen las ramas de interconexión de acuerdo con los datos de la tabla 3.1. Se puede encontrar información detallada sobre la codificación Python (*Pypower*) en el Anexo II. Los elementos del SHG como líneas de transmisión y transformadores se ingresan como impedancias, todos en una base común de 100 MVA, tomada del SEP.

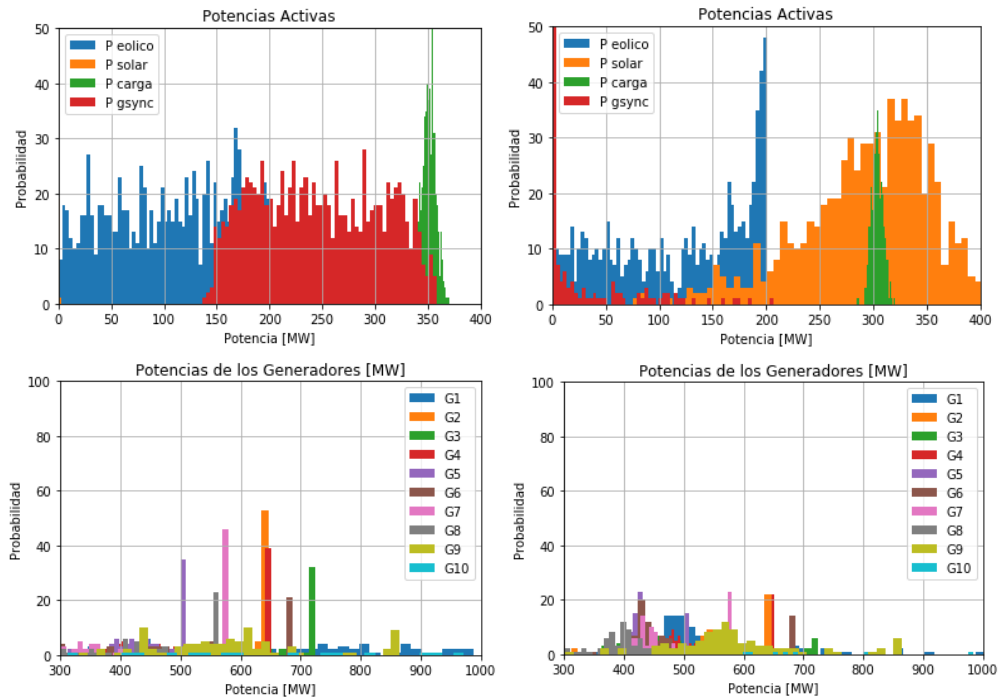
Las cargas de la red principal varían en un rango del  $\pm 2.5\%$  (*sigma*  $\sigma$ ) de sus valores nominales, mientras que las cargas del sistema híbrido siguen un consumo diario en el que el factor de potencia obedece a una distribución de probabilidad normal con media ( $\mu$ ) de 0.95. Los nuevos valores correspondientes a cargas aleatorias y la generación distribuida (modelada como inyecciones de P y Q) se almacenan en una matriz, la cual se utiliza en un lazo *for* para actualizar los valores requeridos para el POPF.



**Figura 3.4** Ejemplo de cargas aleatorias (P;Q) del SEP – Normal PDF.

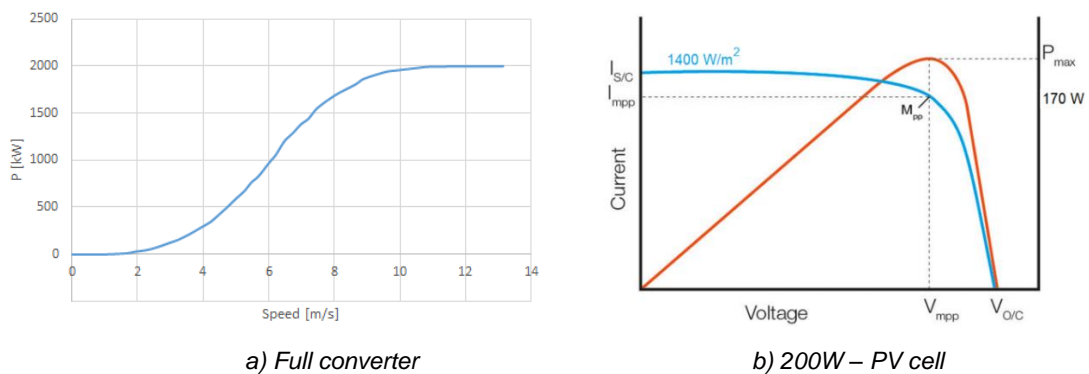
El OPF ajusta la generación según los requerimientos de carga (equilibrio generación-carga) en la red principal, mientras que la generación distribuida dependiendo del recurso primario, proporcionará una cierta cantidad de energía, siempre tratando de cubrir primordialmente la demanda local, figura 3.5.





**Figura 3.5** Respuesta de generación SHG y SEP (19:00 y 12:00).

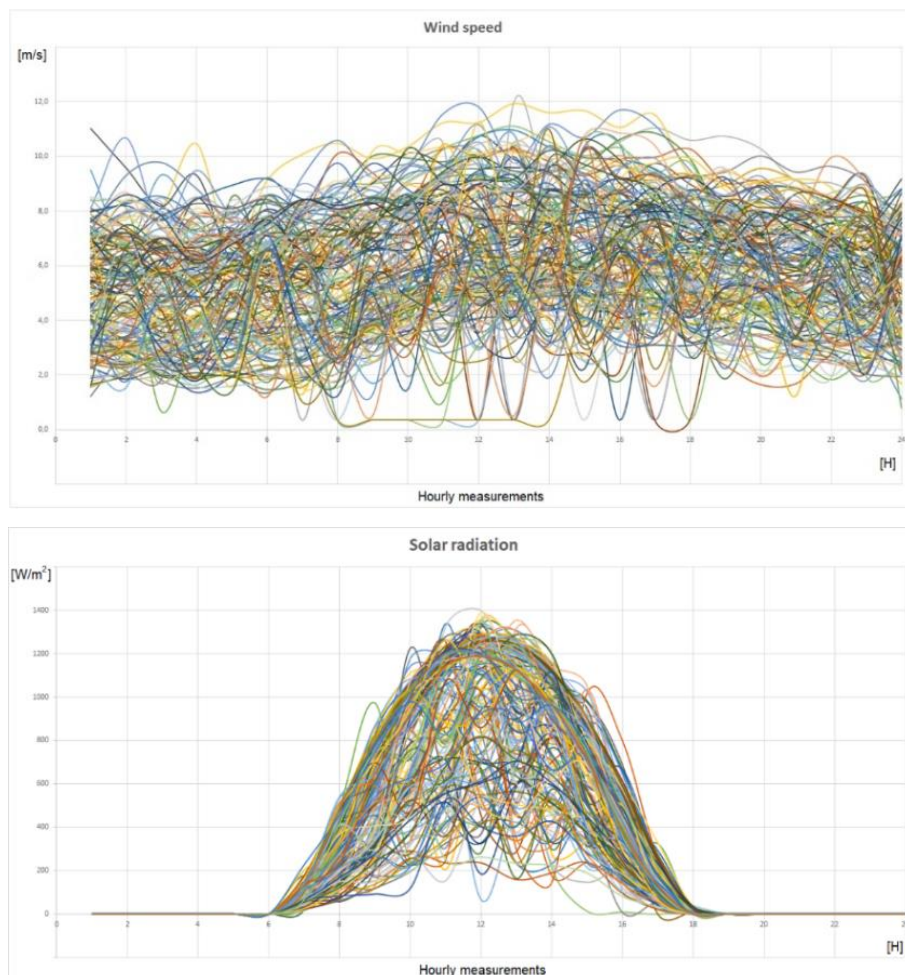
A continuación, se presentan las curvas de potencia de las turbinas eólicas y las celdas fotovoltaicas, figura 3.6. A partir de patrones obtenidos de los datos proporcionados, se registra un máximo de 12 m/s para la velocidad del viento y 1,400 W/m<sup>2</sup> para la irradiación solar, figura 3.7 y Anexo I. Para obtener la potencia generada, los datos se interpolan según las curvas de rendimiento individual, de donde se obtiene una potencia de 2 MW para la velocidad máxima del viento; mientras que la radiación punta considerando condiciones ambientales ideales de temperatura y humedad alcanzaría los 200 W, lo que es irrealista debido a las pérdidas por calor y suciedad; por lo tanto, se decide mantener una eficiencia del 80% en celdas fotovoltaicas para la radiación solar máxima. Aquí se considera un parque eólico compuesto por 100 aerogeneradores y una granja solar constituida por 2,000,000 de células individuales, conectadas en serie y en paralelo.



**Figura 3.6** Curvas de rendimiento: a) aerogenerador – b) célula fotovoltaica.

### 3.3 Intermitencia del Recurso Primario

Uno de los aspectos más desafiantes de las energías renovables es la incertidumbre en la generación; no podemos controlar la generación ya que está sujeta a una gran cantidad de variables no solamente eléctricas, sino también ambientales (clima). Este comportamiento impredecible en la velocidad del viento y la radiación solar se está superando mediante la integración de electrónica de potencia (inversores) y sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS); sin embargo, han surgido nuevos problemas con la tecnología, como: potencia activa y reactiva bidireccional y, por lo tanto, transitorios constantes, parpadeos del tipo *flicker*, armónicos de voltaje y corriente, así mismo modos de control sofisticados y complejidad en general que dificultan la operación [18].



**Figura 3.7** Recursos primarios – patrones horarios.

### 3.4 Salidas – Consola IPython

A continuación, se presentan un ejemplo con los resultados del sistema original de 9 barras, figura 3.8; así mismo podemos compararlo con el sistema modificado que incluye el SHG figura 3.9, se puede observar que ahora existe un total de 18 barras. Como se mencionó anteriormente, el OPF busca minimizar una función objetivo, en este caso, costos de generación dado por  $\lambda$  en \$/hr. El programa presenta también las pérdidas por las líneas Loss ( $I^2 * Z$ ) calculadas en cada iteración.

Bus Data								
Bus #	Voltage		Generation		Load		Loss ( $I^2 * Z$ )	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.100	0.000*	89.80	12.94	-	-	-0.000	3.92
2	1.097	4.893	134.32	0.05	-	-	0.181	0.98
3	1.087	3.249	94.19	-22.62	-	-	1.010	4.40
4	1.094	-2.463	-	-	-	-	-0.000	4.66
5	1.084	-3.982	-	-	90.00	30.00	0.149	1.26
6	1.100	0.602	-	-	-	-	0.279	2.36
7	1.089	-1.197	-	-	100.00	35.00	-0.000	9.36
8	1.100	0.905	-	-	-	-	1.394	7.01
9	1.072	-4.616	-	-	125.00	50.00	0.295	2.51
Total:			318.31	-9.63	315.00	115.00	3.307	36.46

Figura 3.8 OPF Sistema de 9 barras.

Bus Data								
Bus #	Voltage		Generation		Load		Loss ( $I^2 * Z$ )	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.100	0.000*	96.35	21.86	-	-	-0.000	4.65
2	1.100	5.261	142.11	8.91	-	-	0.226	1.22
3	1.090	3.433	99.65	-15.76	-	-	1.219	5.31
4	1.090	-2.654	-	-	-	-	-0.000	5.02
5	1.079	-4.370	-	-	99.33	30.97	0.157	1.33
6	1.100	0.642	-	-	-	-	0.303	2.57
7	1.086	-1.138	-	-	102.18	40.88	-0.000	10.47
8	1.098	1.043	-	-	-	-	1.651	8.31
9	1.061	-4.901	-	-	132.66	60.99	0.357	3.03
10	1.079	-4.374	-	-	-	-	0.000	0.00
11	1.078	-4.362	-	-	-	-	0.000	0.00
12	1.083	-3.543	-	-	-1.81	-0.25	0.004	0.01
13	1.081	-4.094	-	-	-	-	0.002	0.02
14	1.091	-3.719	-	-	-	-	0.012	0.03
15	1.097	-3.226	-	-	-1.73	-0.84	0.002	0.02
16	1.075	-4.673	-	-	1.72	0.53	0.001	0.01
17	1.075	-4.690	-	-	1.82	0.55	0.001	0.01
18	1.078	-4.361	-	-	-0.00	-0.00	0.000	0.00
Total:			338.11	15.01	334.17	132.84	3.936	42.01

Figura 3.9 POPF Sistema de 9 barras modificada.

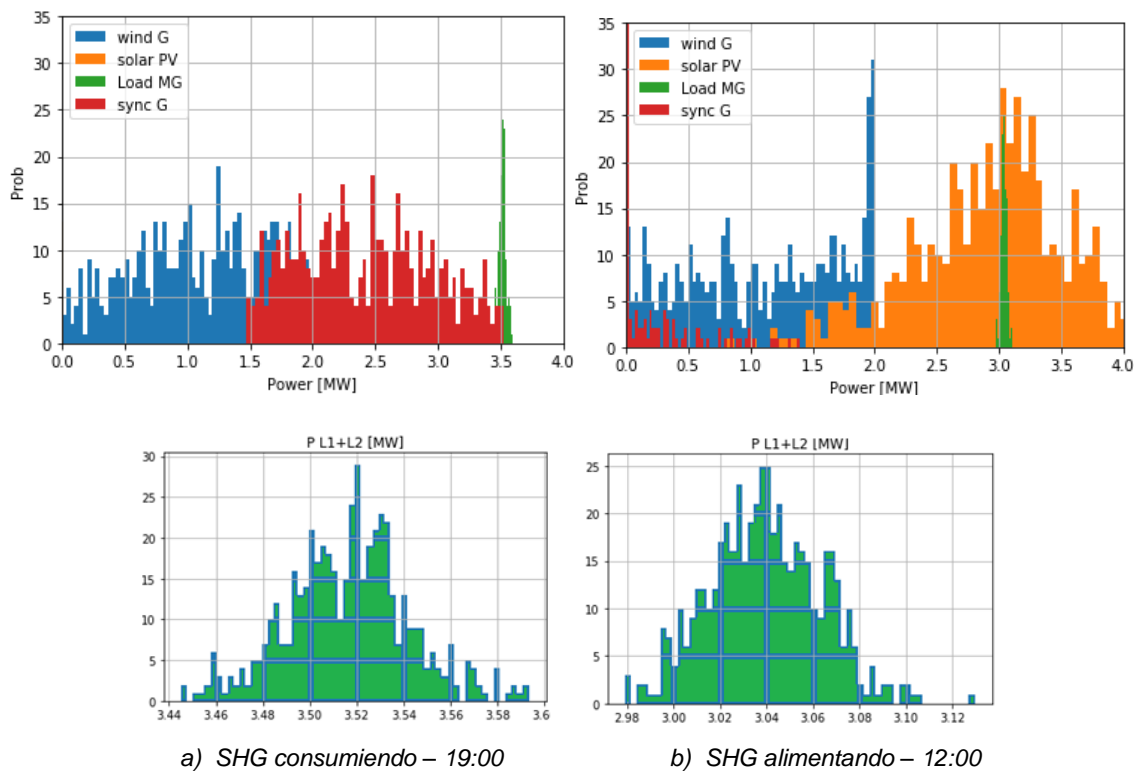
Cuando se compara, se puede notar que las barras 5, 7 y 9 corresponden a las cargas B, C y A respectivamente, y a partir de la barra 10 en adelante corresponden al SHG.

En la figura 3.9, se puede ver que la generación distribuida se modela como cargas negativas, por lo que no aparece en las columnas de generación, sino en la columna de carga con un signo negativo (inyección de potencia). Al tratarse de un análisis en estado estacionario, no considera en detalle la electrónica de potencia (inversor) por lo que el

modelo es incapaz de gestionar el voltaje y la potencia reactiva, justificándose la modelación como carga negativa.

Las barras 12, 15 y 18 corresponden a la generación síncrona (turbina de gas), generación eólica y paneles solares respectivamente, mientras que las barras 16 y 17 corresponden a las cargas 1 y 2 propias del sistema híbrido.

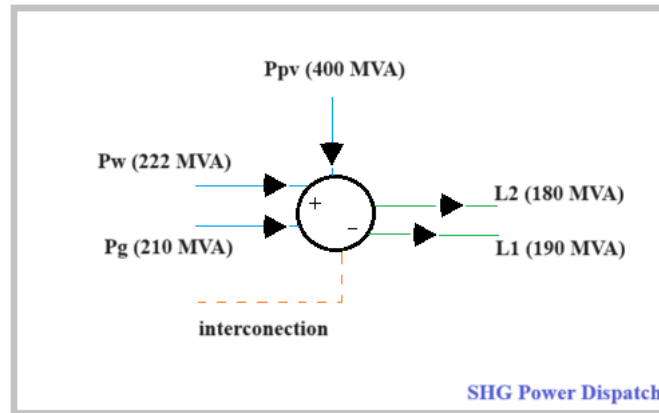
Se aplica la misma metodología para modificar el sistema original de 39 barras por uno de 66 barras, a partir de este modelo se analiza los sistemas (SEP+SHG) interactuando juntos en dos escenarios: uno cuando el SHG está absorbiendo energía de la red principal y el segundo cuando el SHG está exportando energía. Los siguientes gráficos muestran el comportamiento por la noche, cuando la carga es alta, la generación renovable apenas satisface la carga, por lo que es necesario importar energía de la red principal. Mientras que, al mediodía, hay altos niveles de radiación solar, por lo tanto, se produce un exceso de generación renovable, el cual se entrega a la red principal (SEP).



**Figura 3.10** Comportamiento de la generación y la carga SHG.

Para tomar decisiones sobre las transacciones de energía, se aplica las Leyes de Kirchhoff (KCL) en el nodo de interconexión (PCC), junto con el código de programación correspondiente: si la generación renovable es igual a la carga no se hace nada, si la suma es mayor que cero el SHG se comporta como una carga negativa (inyectando potencia),

mientras que, si es menor que cero, actúa como una carga para el sistema principal (consumiendo energía).



**Figura 3.11** Despacho de Potencia al interno SHG.

En cuanto a la máquina síncrona del SHG cumple con la siguiente igualdad:

$$P_g = (L_1 + L_2) - P_w - P_{pv} \quad (3.1)$$

Si  $P_g$  es menor que cero es decir la generación renovable es mayor que la carga, su valor se iguala a cero.

$$\text{si } P_g < 0 \text{ entonces } P_g = 0$$

Por otro lado, si la generación renovable no es suficiente para cubrir la demanda local, entra en operación la máquina síncrona supliendo la diferencia.

Para verificar la operación de la red principal, se presentan varios gráficos para comprobar el comportamiento aleatorio de las cargas y las respuestas de los generadores bajo estas condiciones operativas.

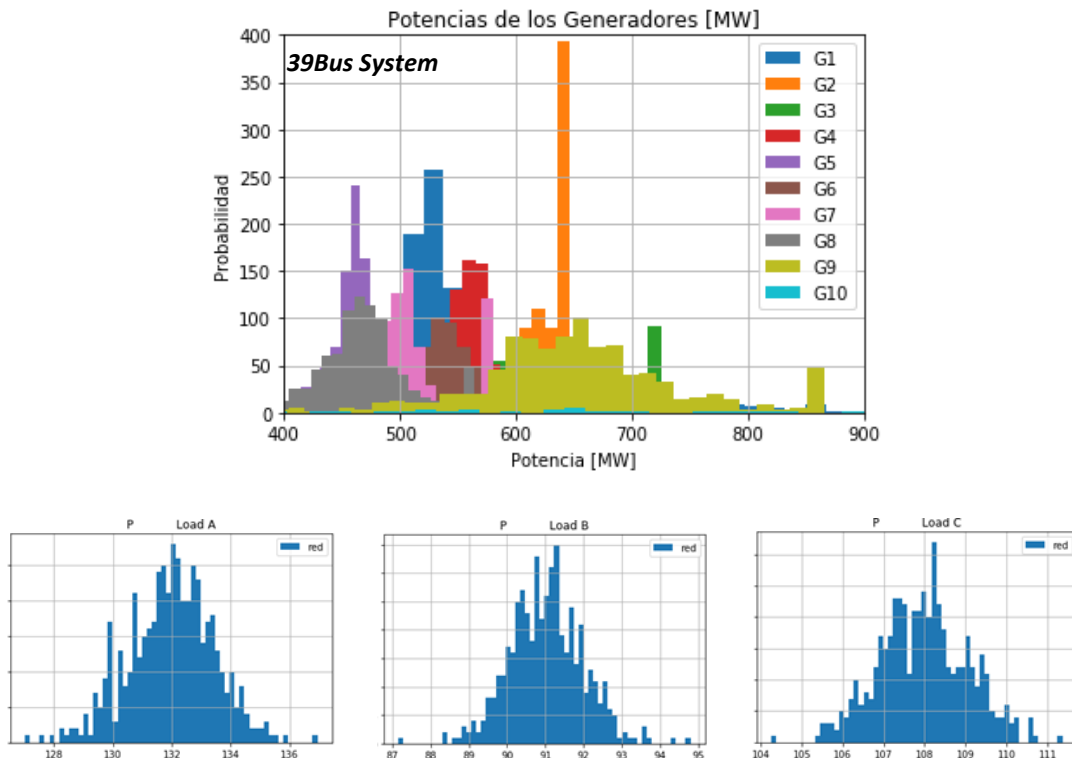


Figura 3.12 Comportamiento generación – carga, sistema 39 barras modificado.

### 3.5 Resumen Metodológico

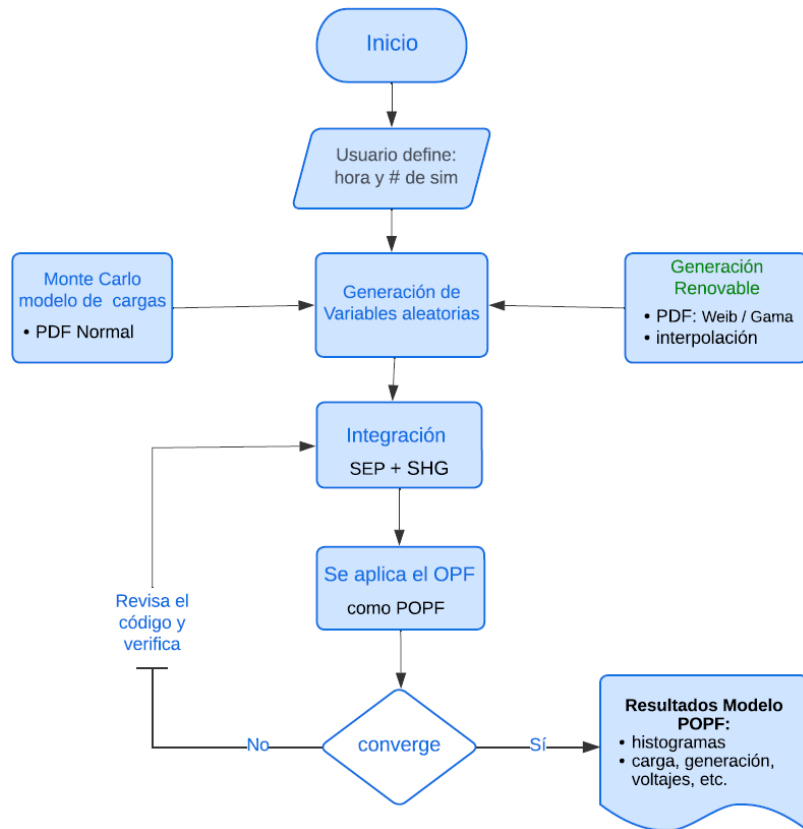
Con la base de datos cargada (*test system*) y en operación, procedemos a modificar la carga y la generación renovable mediante un Monte Carlo y su correspondiente PDF, de manera que se trate de sistema estocástico.

A partir de la base de datos original, incrementamos el número de buses y branches modelados individualmente con sus parámetros eléctricos y que constituyen el SHG. Los nuevos elementos corresponderán a la carga local, generación eólica, síncrona y fotovoltaica.

Una vez que el sistema en conjunto ha sido validado, procedemos a integrar la matriz o vector de valores aleatorios generados a partir del número de simulaciones impuestas por el usuario en un OPF, de modo que se tenga  $n$  flujos óptimos de potencia con característica aleatoria (POPF) dada por la incertidumbre de la carga y la generación renovable.

Se obtiene resultados en forma de histogramas, relacionados con voltajes en el PCC, valores de generación y carga en el SEP y SHG, los cuales servirán como insumo para la segunda parte de este trabajo.

A continuación, se presenta un diagrama de flujo con las principales acciones desarrolladas en el entorno de programación de Python a fin de desarrollar el POPF:



**Figura 3.13** Diagrama de bloques – proceso OPF probabilístico.

## 4. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

### 4.1 Metodología

A partir de los datos obtenidos mediante del POPF (despacho económico), se define la carga y generación como entradas para correr flujos de potencia.

Se modela diferentes tipos de falla y contingencias para el sistema en conjunto.

Se realizan fallas 3 $\emptyset$ , 1 $\emptyset$ , francas en el SHG y en el SEP con diferentes tiempos de despeje de falla con lo que se verifica el CCT y en qué casos el sistema se vuelve inestable (pérdida de sincronismo).

Se verifica el comportamiento frente a fenómenos de pérdida de generación o carga modelados como una falla en el PCC y la consiguiente desconexión de la generación renovable integrada a través del SHG.

Se analiza la respuesta de las variables más representativas: velocidad, ángulo, voltaje y frecuencia mediante una comparación estadística y gráfica (dominio del tiempo).

Se presentan los escenarios más severos o con mayores repercusiones sobre el SEP, verificando así el impacto de la generación distribuida.

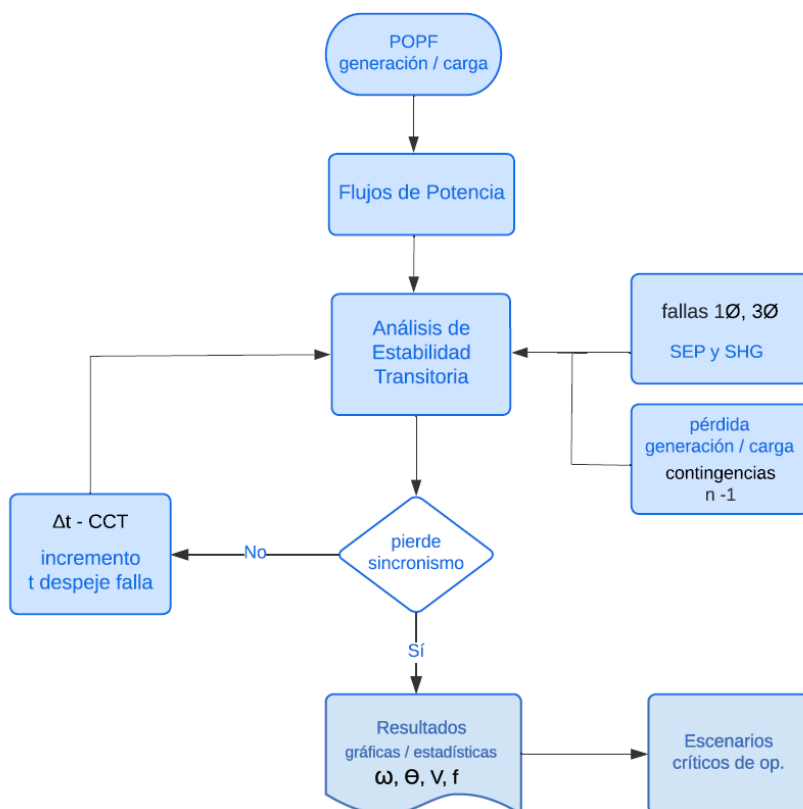
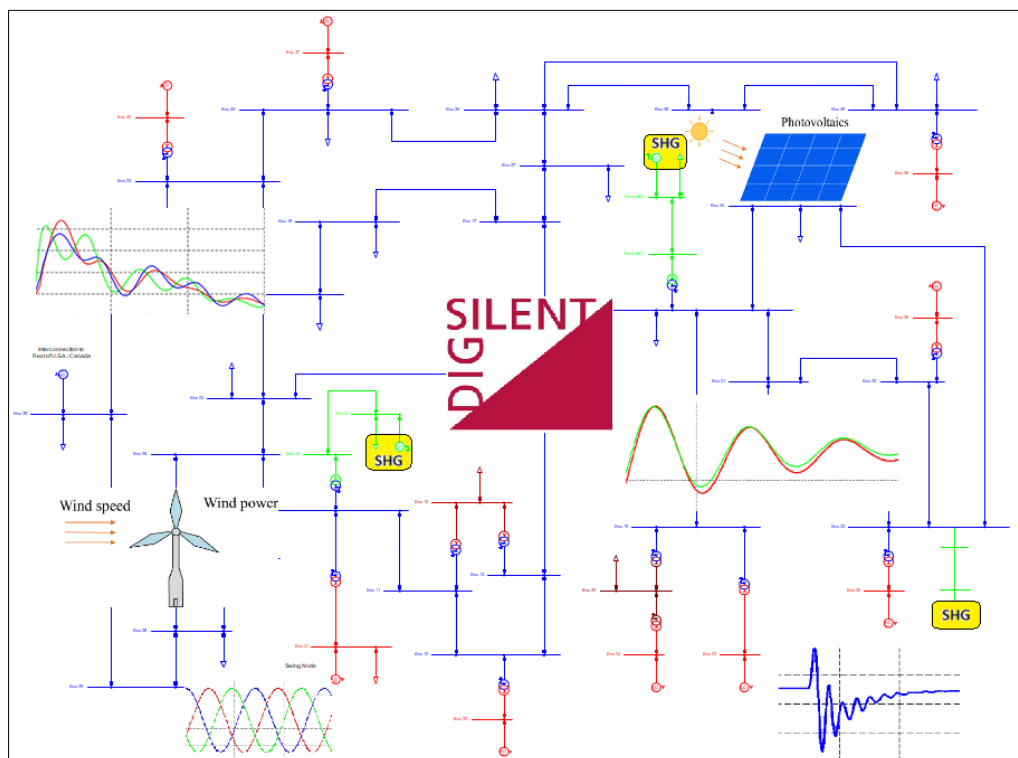


Figura 4.1 Diagrama de bloques – proceso análisis de estabilidad transitoria.

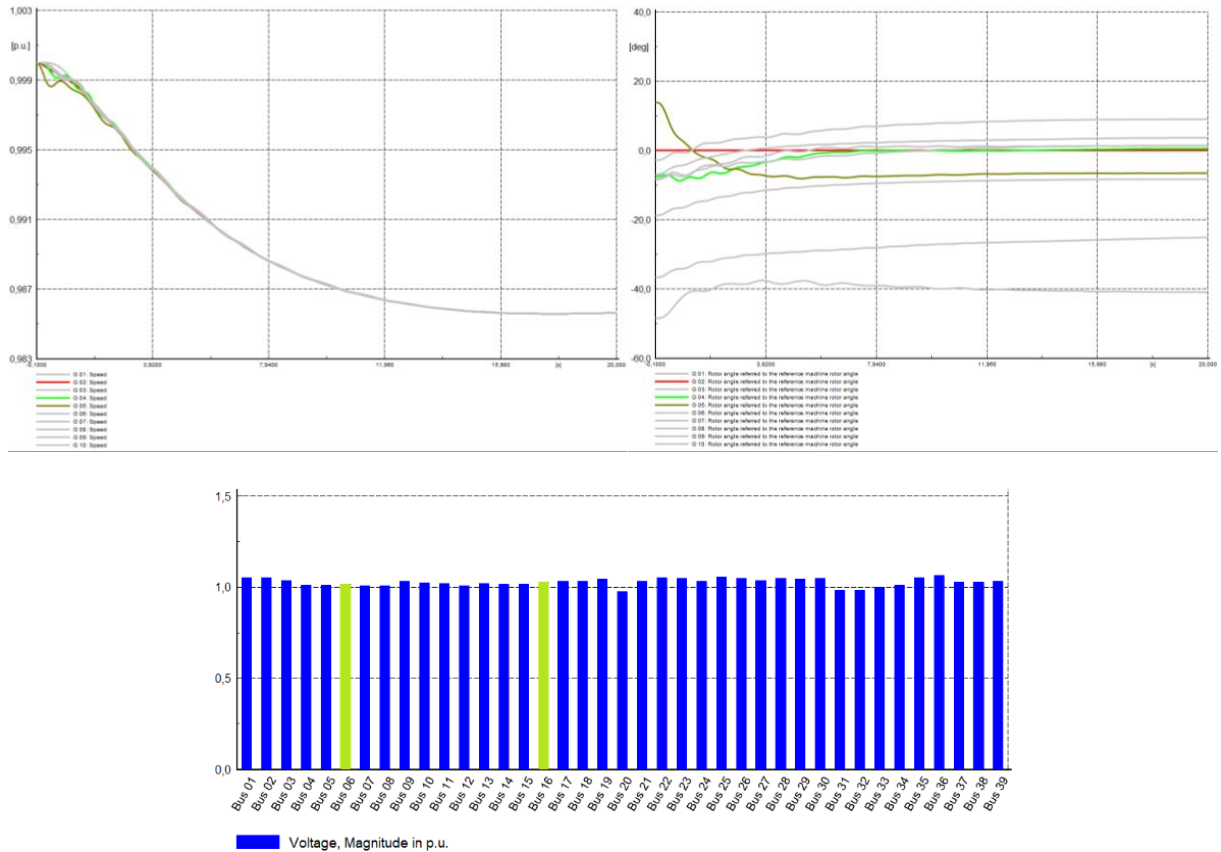


Se han diseñado diferentes escenarios de operación (eventos de falla) que podrían ocurrir en los SHG y sus elementos, con el objetivo de estudiar el efecto de dichas perturbaciones sobre el sistema principal (39 barras), con especial atención a la respuesta de las variables acotadas anteriormente.



**Figura 4.2** Sistema New-England con SHG integrados.

A continuación, se presenta la respuesta del sistema modificado (SEP+SHG) en operación estable.



**Figura 4.3** Punto de operación estable para el sistema 39 barras modificado (ventana de tiempo 20s).

Dada la naturaleza aleatoria de las cargas se presentan oscilaciones de potencia que se reflejan en la respuesta de variables como velocidad y ángulo de los generadores; se observa también que el sistema en conjunto converge hacia un nuevo estado de equilibrio encontrando un nuevo punto de operación estable para una condición dada.

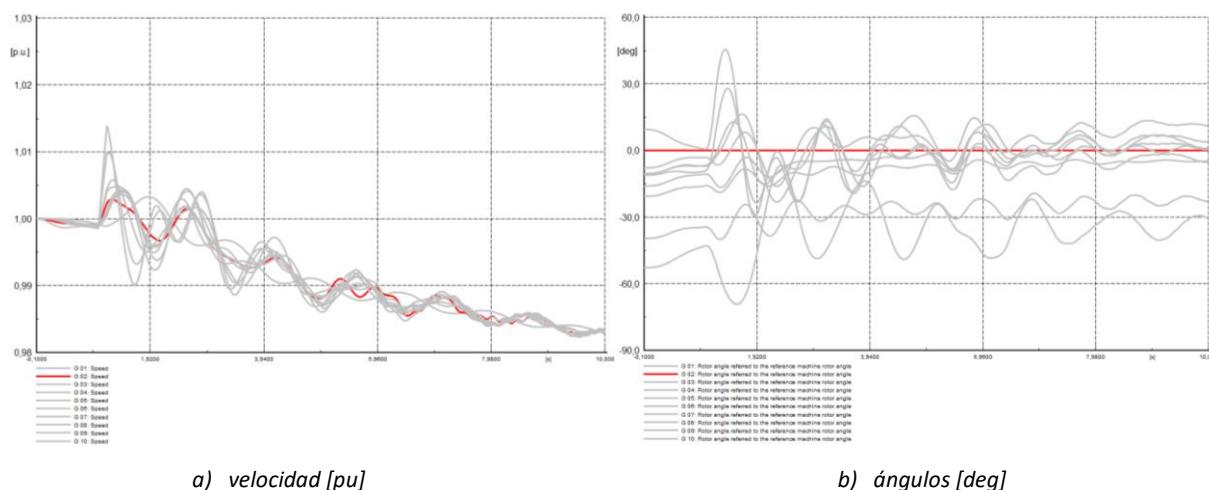
## 4.2 Casos Prácticos de Estudio

### 4.2.1 Caso 1: Falla Trifásica en el SHG

Una falla trifásica es la menos común pero también la más demandante en términos de corriente de falla, algunas de sus características son una alta corriente de cortocircuito ( $I_{kss}$ ) y voltajes iguales a cero en el lugar de la falla. Este tipo de falla se considera equilibrada [19]. Es decir, presenta contribuciones de corriente de las tres secuencias (+, -, 0). Para este caso de estudio se programa una falla  $3\phi$  franca al instante 3 segundos en el lado de baja del PCC (bus 40) con un tiempo de despeje (CCT) 150 ms.

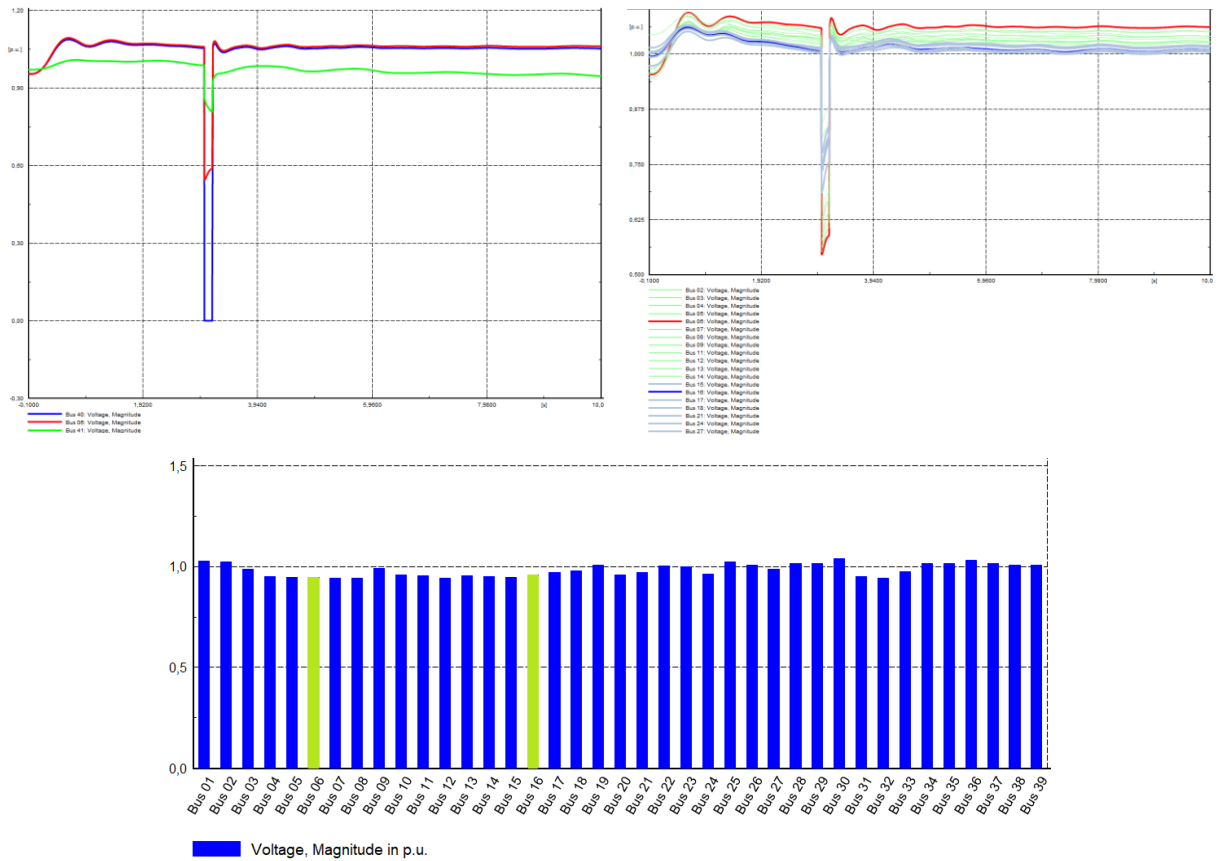
A continuación, la figura 4.4 muestra el comportamiento de las variables eléctricas más relevantes en términos de estabilidad cuando ocurre este tipo de falla en barras del SHG:

podemos verificar el efecto sobre la velocidad de los generadores (oscilación) así como la variación del ángulo del rotor. En primer lugar, se observa que las máquinas funcionan a la velocidad síncrona, luego, durante el evento transitorio: en a) experimentan una aceleración, mientras que en b), siendo la señal roja la máquina de referencia, los generadores restantes (diferente color) presentan oscilaciones de ángulo con respecto a esta. Una vez que se ha eliminado la falla, tanto la velocidad como los ángulos encuentran un nuevo punto operativo estable.



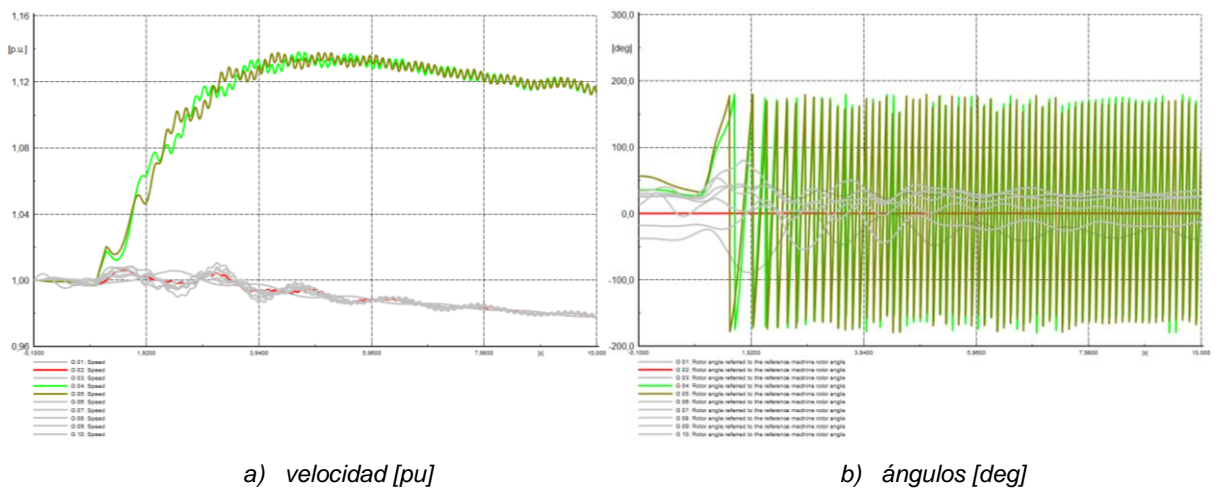
**Figura 4.4** Respuesta de los generadores del sistema 39 barras modificado - Despeje de falla en 150 ms.

En las siguientes figuras, se puede apreciar la respuesta de voltaje durante la falla, como era de esperarse el SHG es el de mayor afectación (señal azul); el impacto más grande para la red principal se da en las barras de interconexión (señal roja); sin embargo, se producen repercusiones en todo el sistema, incluso en las barras más alejadas del cortocircuito.



**Figura 4.5** Respuesta de voltajes - despeje de falla en 150 ms.

Como se indicó anteriormente, el propósito del estudio de estabilidad transitoria es el de examinar diferentes escenarios de operación por lo que se realiza nuevamente la simulación con los valores establecidos, pero con un diferente tiempo de despeje de la falla  $CCT=300$  ms, con lo que se obtiene una respuesta del sistema en conjunto totalmente diferente.

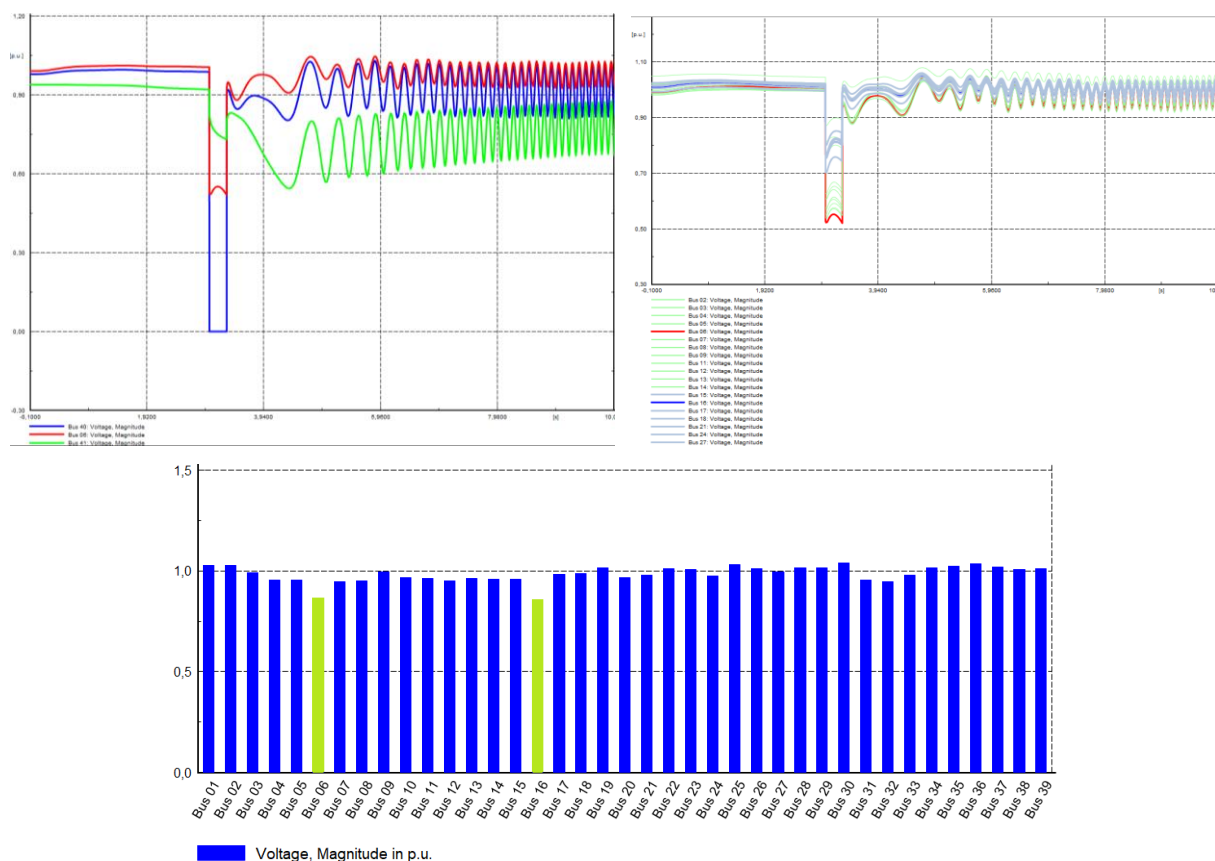


a) velocidad [pu]

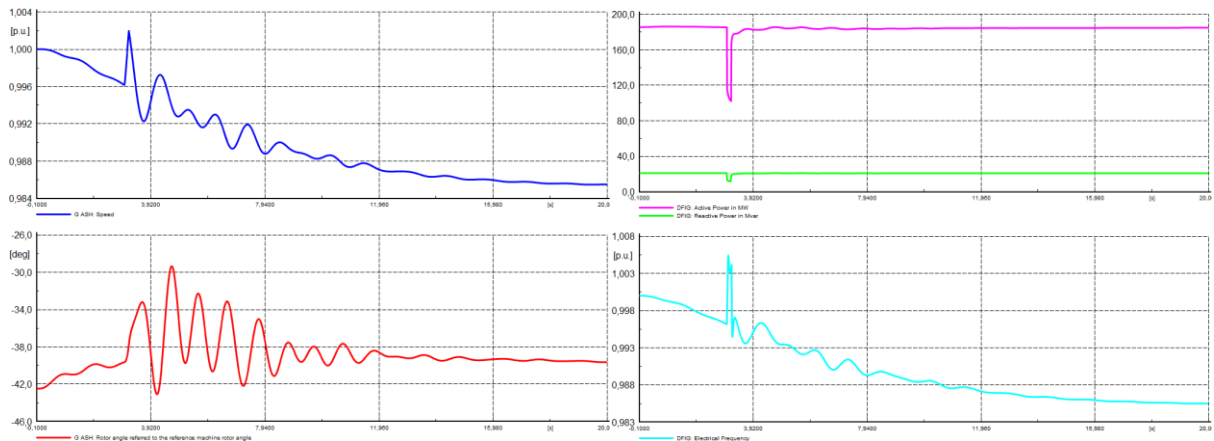
b) ángulos [deg]

**Figura 4.6** Respuesta de los generadores del sistema 39 barras modificado - Despeje de falla en 300 ms.

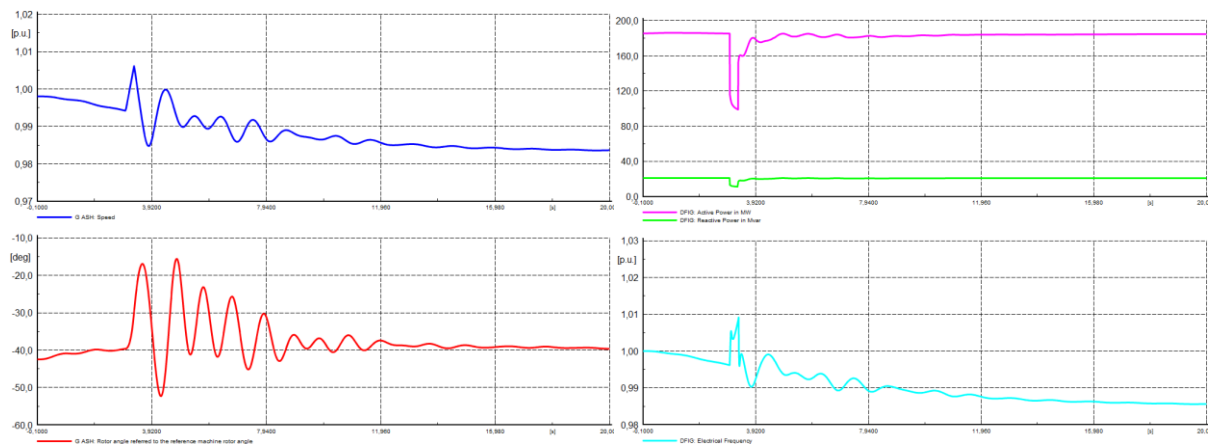
A continuación, se puede apreciar la respuesta de voltaje durante la falla con un tiempo de despeje de 300 ms, el cortocircuito se produce en barras del SHG, a pesar de que el mayor impacto para la red principal se produce en las barras de interconexión (señal roja), existen repercusiones en todo el sistema, que incluso llevaría al colapso del SEP.



**Figura 4.7** Respuesta de voltajes - despeje de falla en 300 ms.



a) CCT 150 ms



b) CCT 300 ms

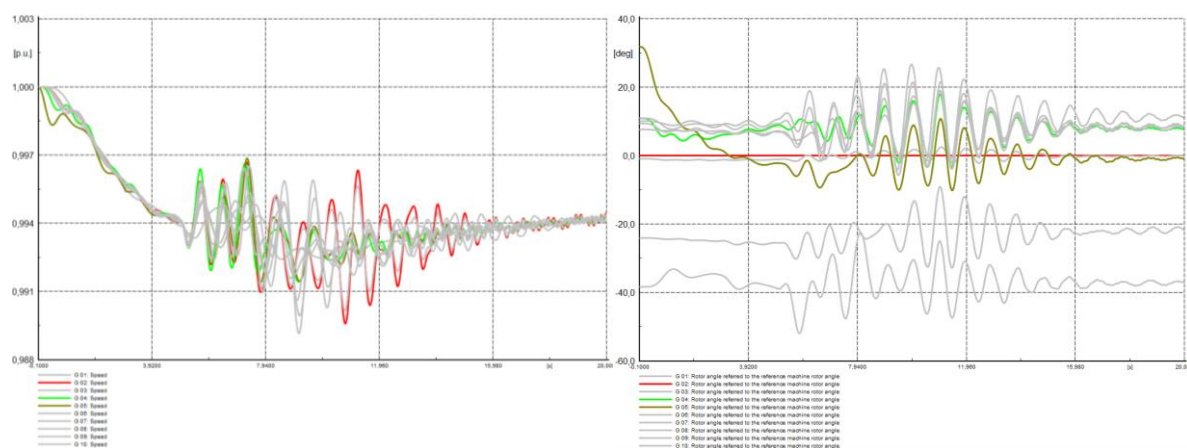
**Figura 4.8** Desempeño dinámico del SHG – Gsyn, Gwind.

#### 4.2.2 Caso 2: Desconexión / Reinserción del SHG

Como se mencionó anteriormente, un sistema híbrido debe ser capaz de operar en modo conectado a la red o en modo isla, aquí se asume que por efecto de la falla 3Ø “Caso 1” se produce la desconexión del SHG, y su consecuente reinserción al SEP “Caso 2”. Dado que se desea investigar la operación de la red principal cuando se enfrenta a este escenario, se ha modelado este caso de estudio como un cortocircuito seguido de la desconexión del SHG, que se interpreta como la pérdida repentina de generación y carga, y su posterior efecto al conectarse a la red de manera repentina. Al tiempo 2 s se produce la falla franca a tierra con la consecuente apertura (desconexión) del SHG, y al tiempo 5 s se procede con su reconexión. Se analiza este evento de switcheo para dos valores de tiempo de despeje de la falla 150 y 200 ms de CCT, figura 4.9 c), d).

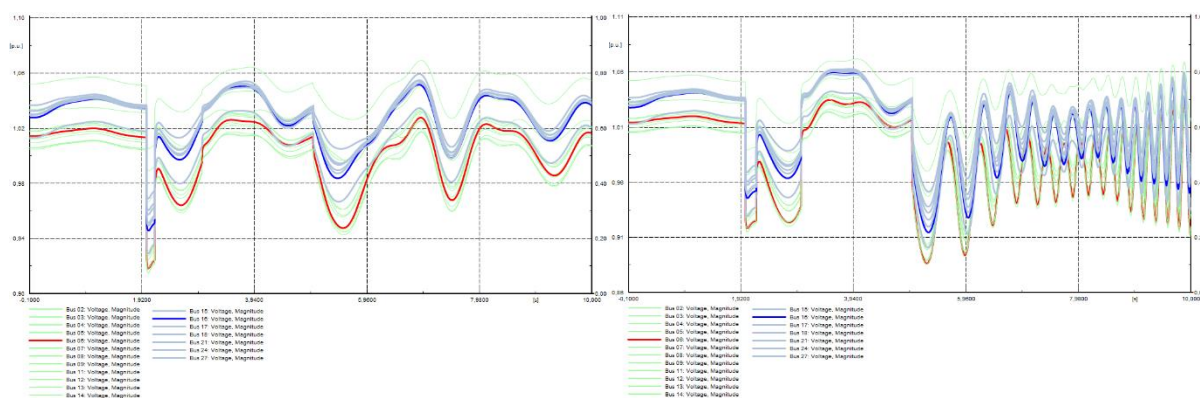
En este punto es necesario mencionar el tema de sincronización de red, el cual generalmente se refieren a asegurar que determinados parámetros, equipos, señales, etc. propios de la red operen coordinadamente (alineados) y en sincronismo (en fase) con el SEP. Especial atención requiere la generación renovable ya que muchas de las veces sus parámetros de voltaje, frecuencia, fase, potencia, etc. son variantes en el tiempo por lo que su sintonización debe ser lo más fina posible a efecto de una correcta integración con la red.

A partir de las simulaciones, al inicio de un evento ya sea un cortocircuito o la operación de protecciones (disparo del relé), las velocidades de las máquinas oscilan por separado, luego del despeje de la falla alcanzan un nuevo punto de estabilidad donde oscilan juntas o de manera coherente, se comprueba también las variaciones de ángulo del rotor y se presentan los perfiles de voltaje en la red principal.



a) velocidad [pu]

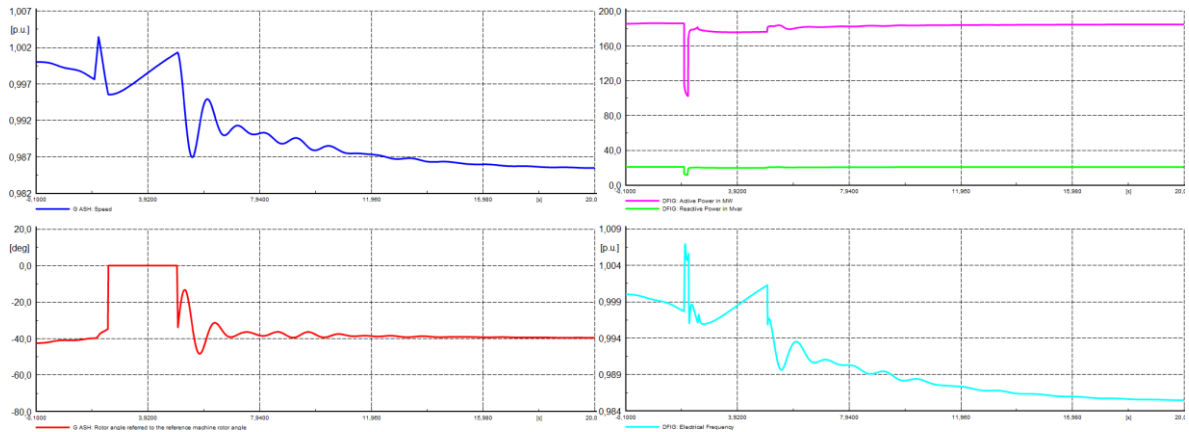
b) ángulos [deg]



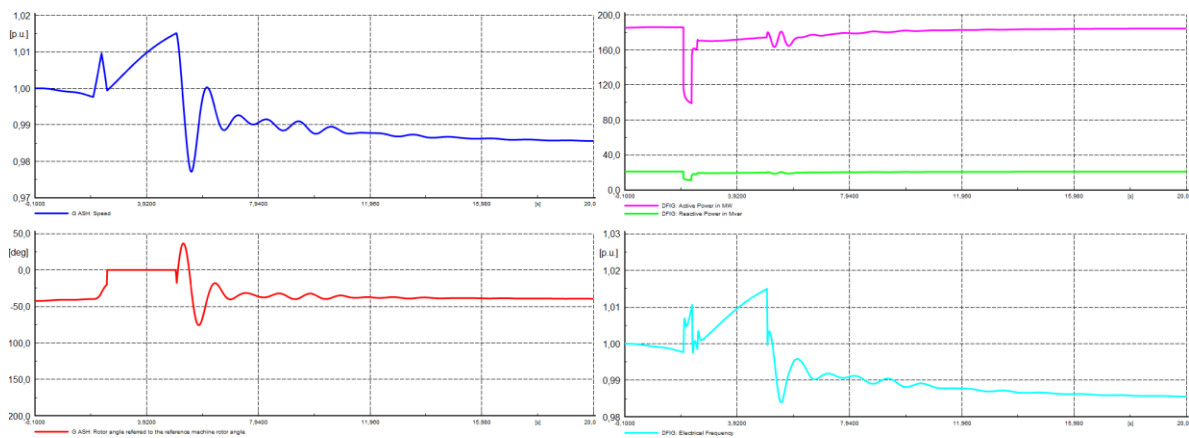
c) CCT 150 [ms]

d) CCT 200 [ms]

**Figura 4.9** Respuesta de los generadores y voltaje en el sistema de 39 barras modificado.



a) CCT 150 ms



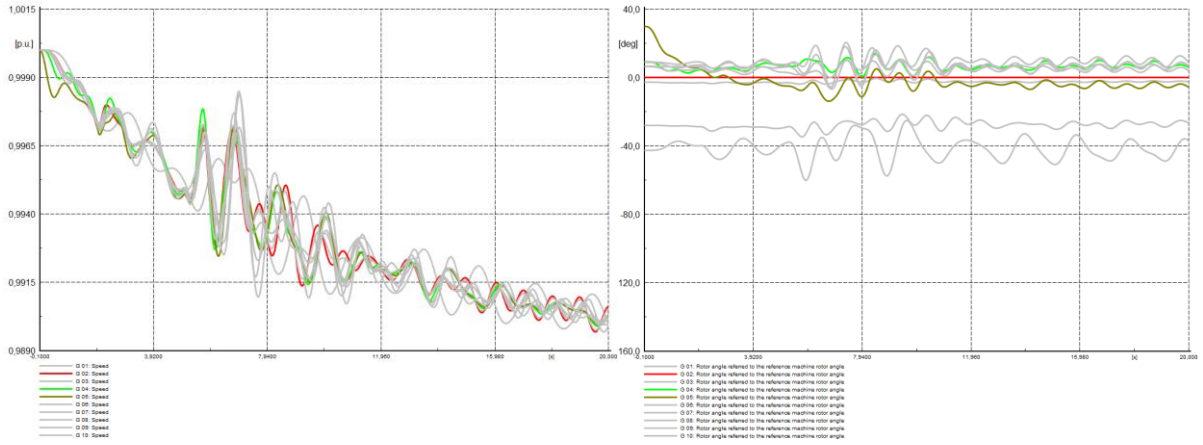
b) CCT 200 ms

**Figura 4.10** Desempeño dinámico del SHG – Gsyn, Gwind.

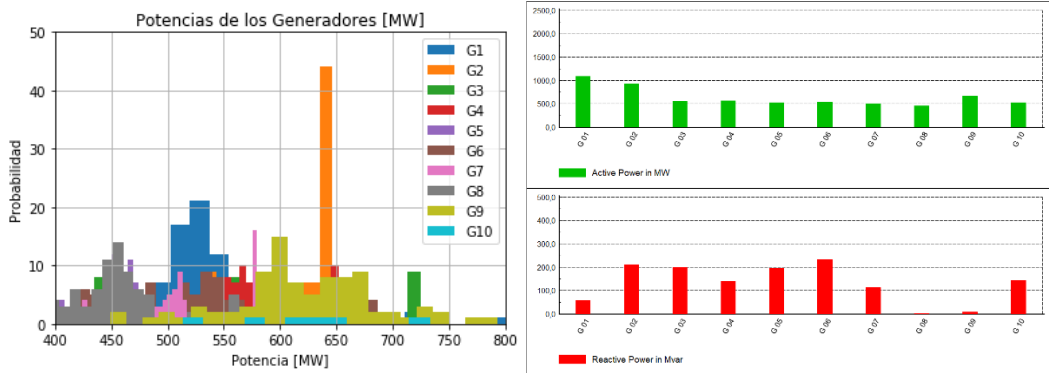
### 4.2.3 Caso 3: SHG Importando Energía

En este escenario “Caso 3”, la generación renovable no es suficiente para cubrir la demanda local (19:00), por lo que el SHG debe consumir energía de la red principal, este comportamiento obedece a un aumento de la carga nominal. Se presenta la respuesta de variables como la velocidad de los generadores, potencia activa y reactiva, perfiles de voltaje y las variaciones de frecuencia cuando se enfrentan a dicha condición.

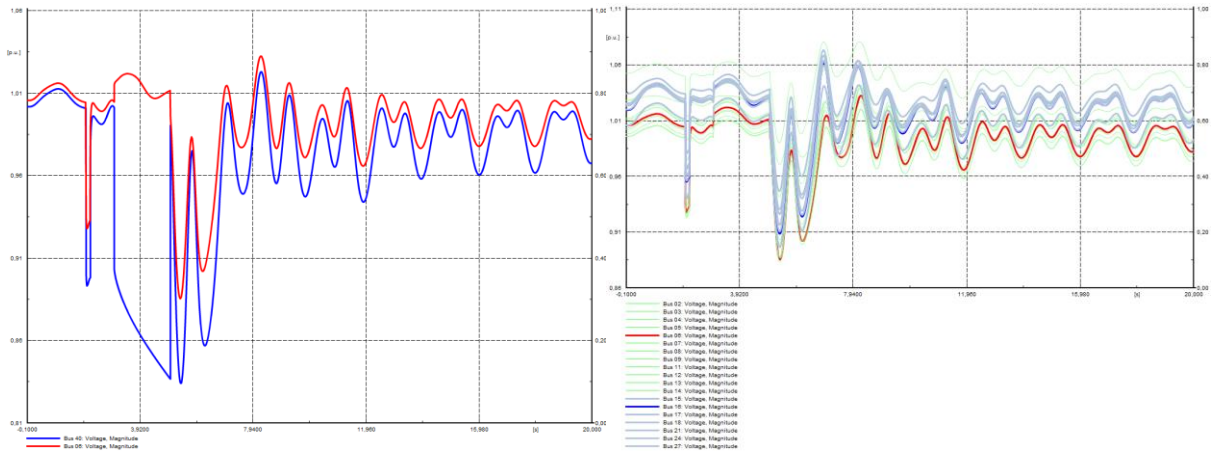




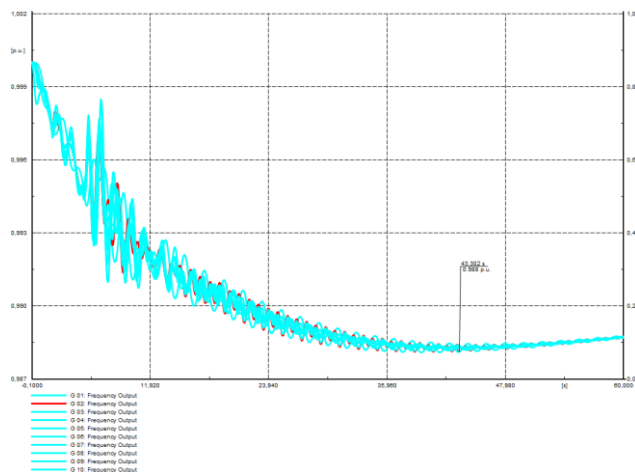
a) velocidad y ángulo [pu]



b) potencia activa y reactiva



c) voltajes SHG y SEP [pu]



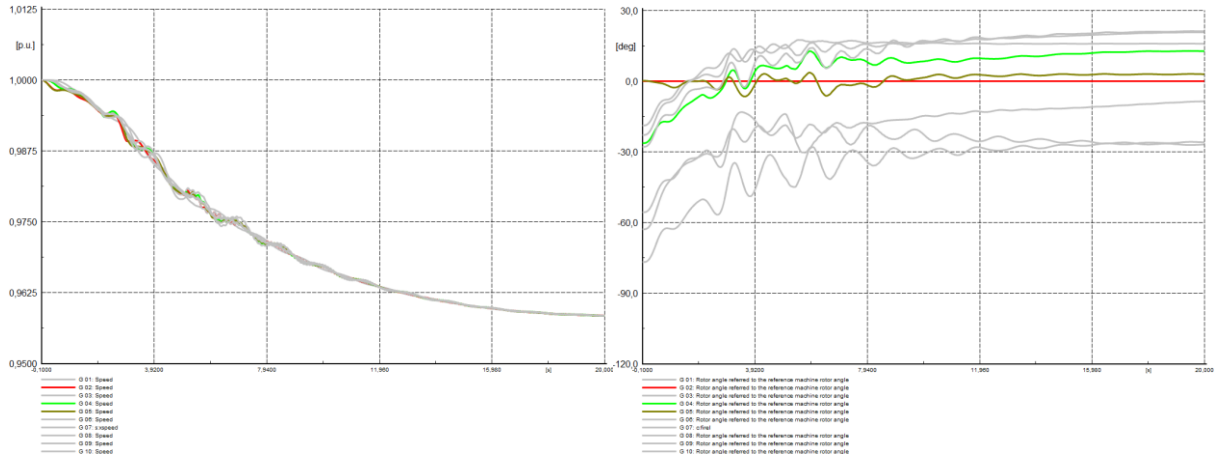
d) frecuencia [pu]

**Figura 4.11** Respuesta de los generadores 39 barras modificado – SC & conmutación.

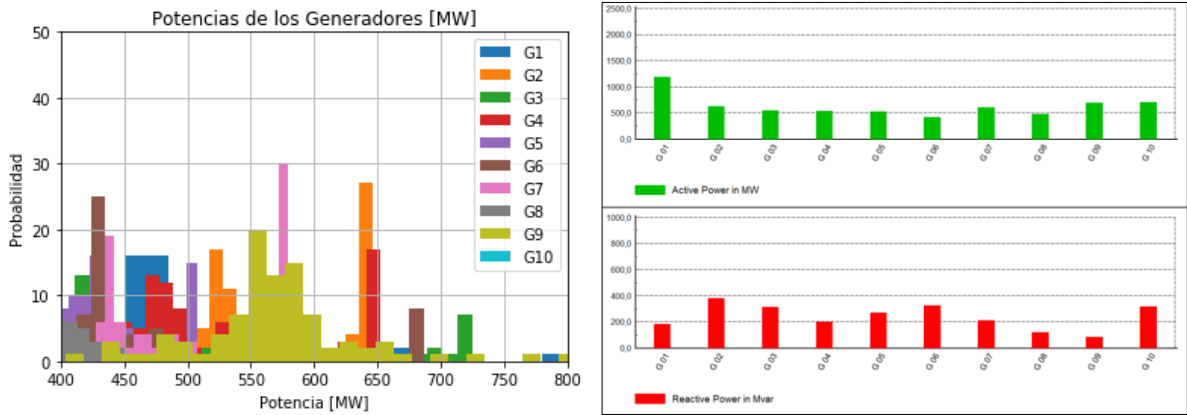
Se observan dos instancias, el primero durante la falla (despeje) y el segundo el switcheo del SHG; como se esperaba, la máquina de referencia es la que soporta las variaciones de potencia, por ende, es la que mayormente oscila. En cuanto a la respuesta del voltaje, en un primer momento hay una caída de voltaje seguida de una elevación y oscilaciones amortiguadas, comprobamos también que la potencia reactiva está inyectando Q tratando de compensar las desviaciones de voltaje (estabilidad de voltaje). Así que se ratifica la relación entre “ $P - \delta - f$ ” por un lado y “ $Q - V$ ” por otro. Siguiendo el comportamiento de la velocidad de los generadores síncronos, la frecuencia general del sistema tiende a decaer por debajo del valor nominal (1.0 pu. - 60 Hz.), llegando a valores de hasta 0.988 pu. que representa un desvío menor al 1 Hz.

#### 4.2.4 Caso 4: SHG Exportando Energía

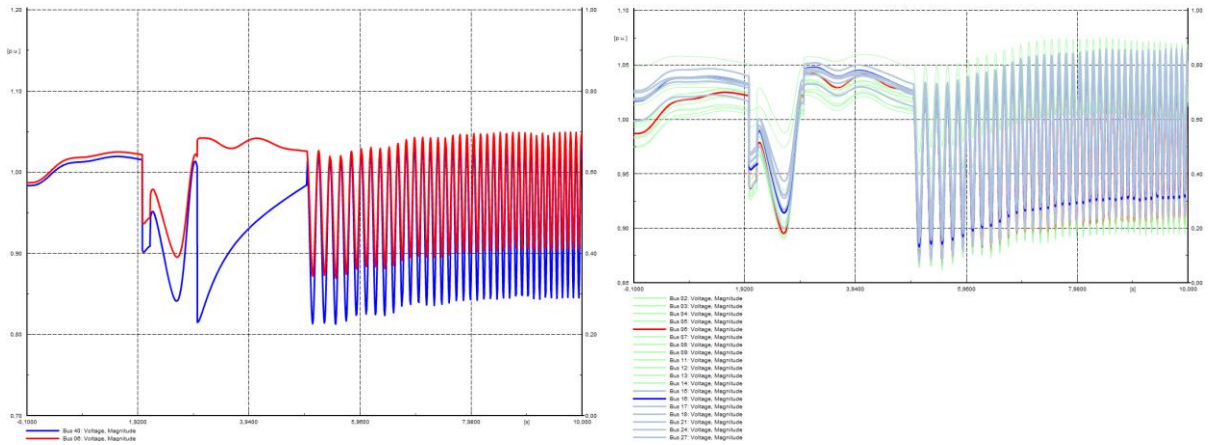
El siguiente escenario, presenta el comportamiento cuando el SHG está alimentando al sistema principal. Es interesante analizar la respuesta de la frecuencia en ambos casos, aunque el fenómeno es el mismo (tipo de falla), dependerá de la hora del día para tener una respuesta completamente diferente. El ligero incremento se debe al cortocircuito, mientras que la disminución sostenida es producto de la desconexión de la generación distribuida (SHG), que en ese momento se comportaba como un generador para el sistema principal.



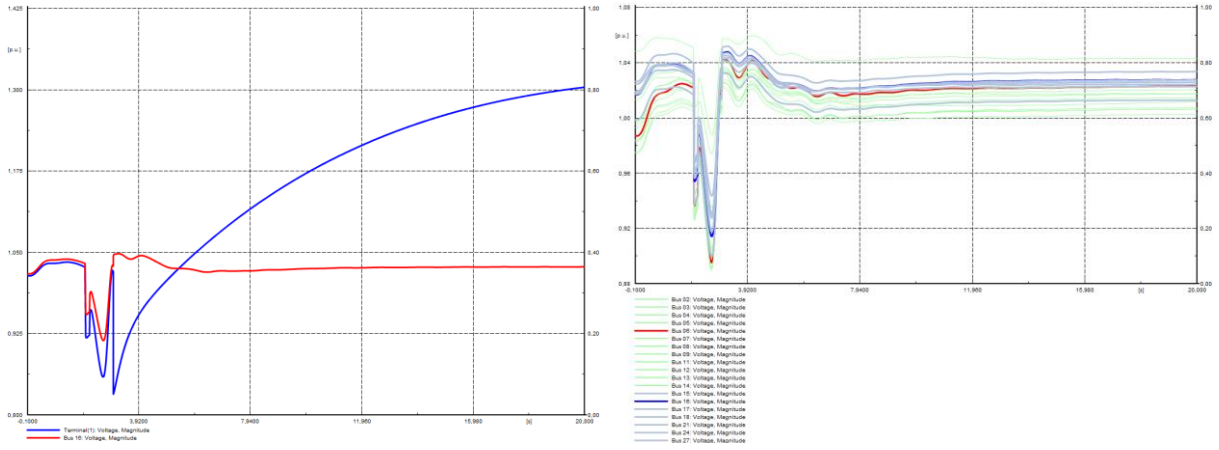
a) velocidad y ángulo [pu]



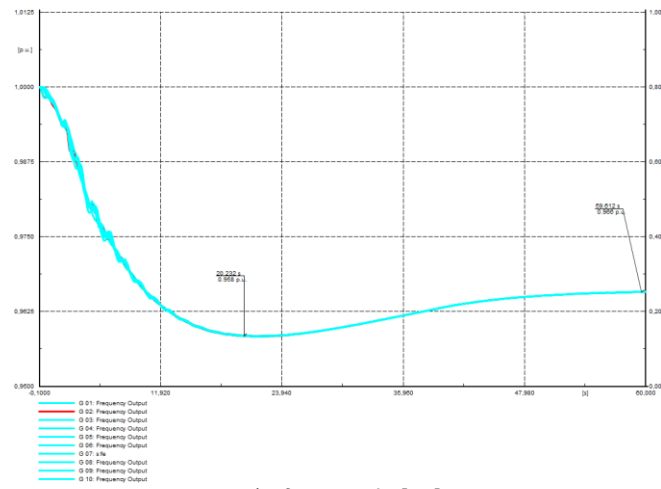
b) potencia activa y reactiva



c) voltajes SHG y SEP [Grid connected mode]



d) voltajes SHG y SEP [Islanded mode]



e) frecuencia [pu]

**Figura 4.12** Respuesta de los generadores sistema 39B modificado – SC & desconexión.

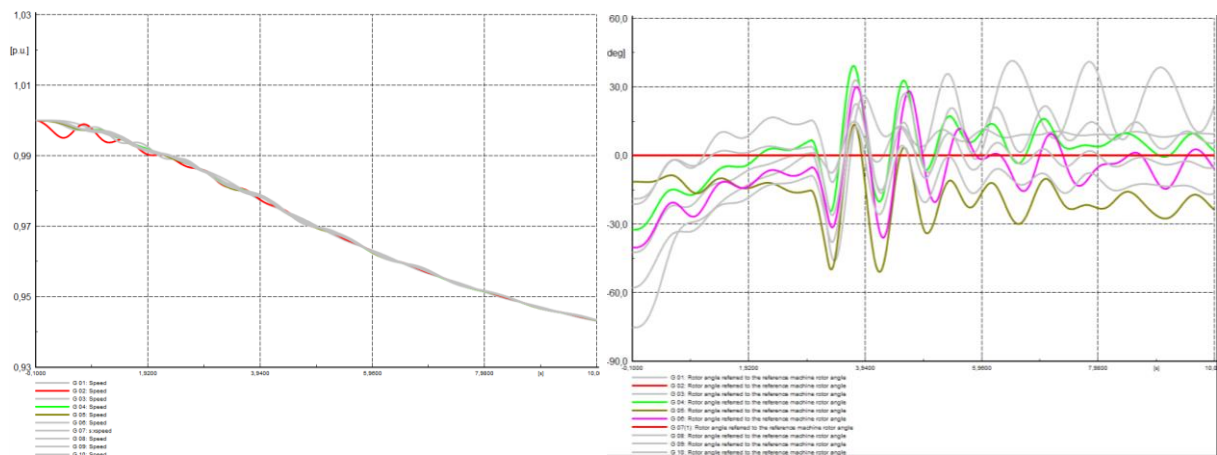
Al ser G2 la máquina de referencia, se observa que esta regula su producción cuando existe una contribución externa (SHG) figura 4.12 b), es así que en el caso de la potencia activa (P) cuando el SHG está consumiendo “Caso 3”, los generadores están produciendo a su capacidad nominal, mientras que cuando el SHG está alimentando al sistema principal “Caso 4”, la máquina oscilante (G2 slack) reduce su producción; esta información, junto con los costos de producción de cada generador, ayudarán a tomar las decisiones adecuadas sobre despacho económico.

Es mandatorio aclarar que los escenarios tanto para “Caso 3” y “Caso 4”, han sido modelados y simulados bajo el mismo método RMS, con las diferencias propias de cada caso, en el uno consumiendo energía y en el otro entregándola al SEP respectivamente. Sin embargo; la respuesta de voltaje es totalmente diferente y es aquí donde se verifica que el escenario más demandante será cuando el SHG actúe como generador. En las figuras 4.12

c) y d) se aprecia la respuesta y las acciones desarrolladas a fin de mitigar el colapso del sistema, es así como se opta por la operación en isla del sistema híbrido.

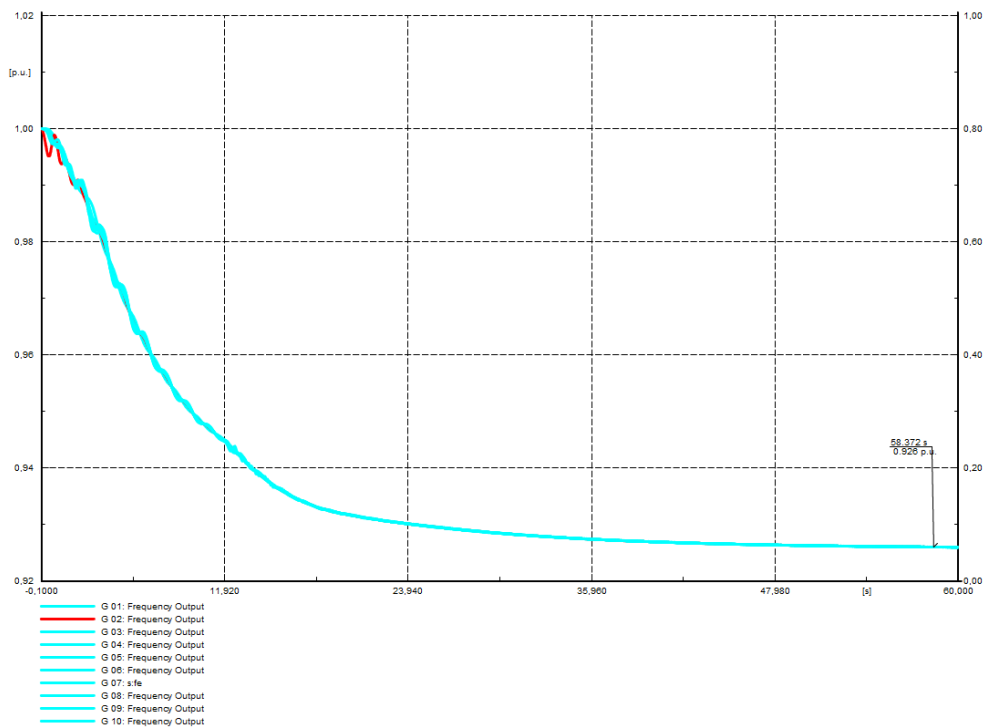
#### 4.2.5 Caso 5: Colapso del Sistema – Frecuencia

Uno de los escenarios no deseados se presenta cuando el SHG continúa operando en modo conectado a la red durante una falla y que las protecciones en el PCC (switchgear) no han operado adecuadamente. Si no existe suficiente inercia (masas rodantes) en el sistema principal es decir se trata de un SEP débil, la pérdida de carga o generación en el SHG conllevará a la inestabilidad del sistema completo seguido por un colapso de frecuencia.



a) velocidad [pu]

b) ángulos [deg]

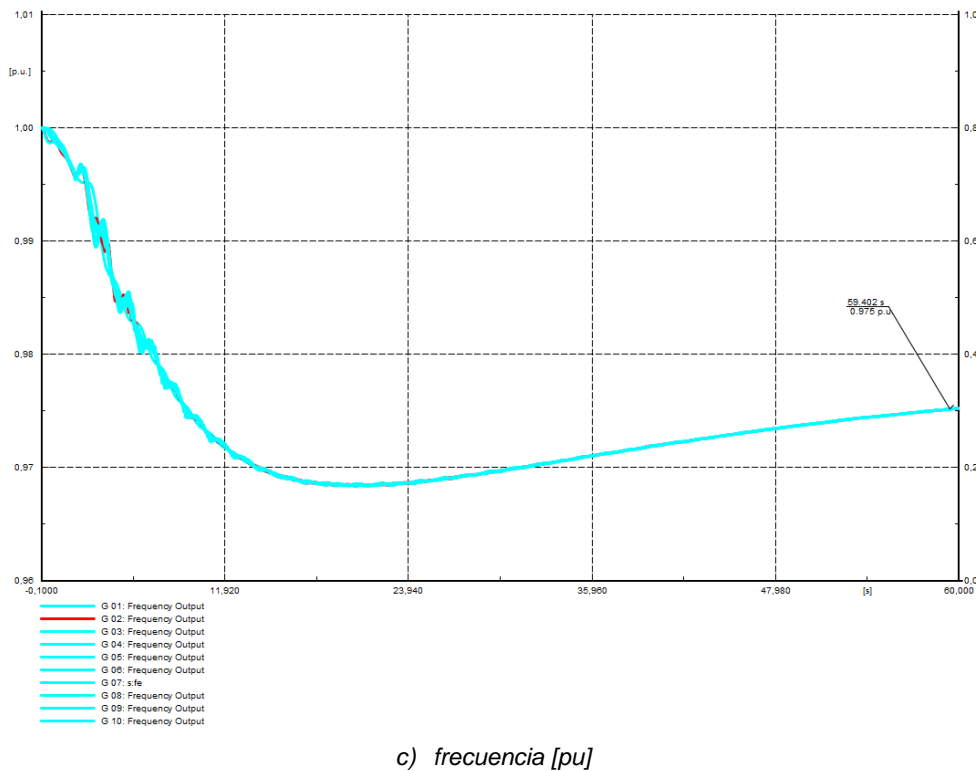
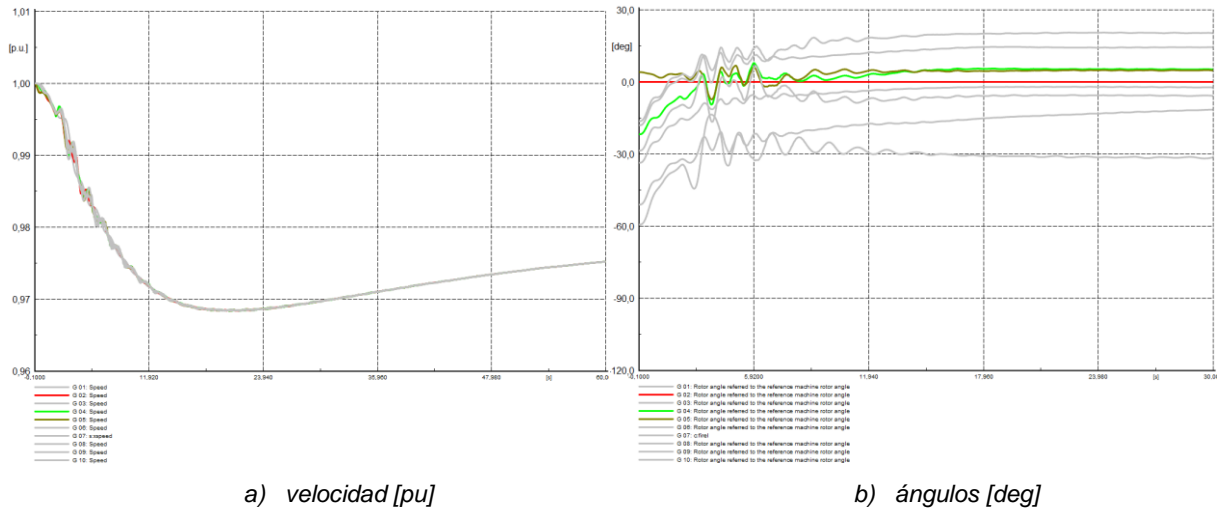


c) frecuencia [pu]

**Figura 4.13** Modo conectado a la red y pérdida de generación.

Este escenario simula la pérdida de la generación distribuida cuando el SHG está suministrando a la carga local y el exceso se entrega a la red principal, en una ventana de tiempo de 10 segundos. En la figura 4.13 a) se aprecia que los generadores síncronos oscilan juntos y desaceleran gradualmente debido a la pérdida de generación, entendida de otra manera como un aumento de la carga para el sistema principal. La variable significativa es el ángulo de las máquinas, ya que demuestra la estabilidad general del sistema; en la figura 4.13 b) se observa que los generadores presentan oscilaciones poco amortiguadas en el tiempo, lo que causaría una inestabilidad irreversible; como consecuencia de estos fenómenos en la figura 4.13 c) se produce el colapso de la frecuencia, con valores fuera de los rangos recomendados en la figura 2.4.

Por lo tanto, para compensar este escenario deben considerarse las siguientes medidas: el SHG debe operar en modo isla durante un tiempo definido, la generación distribuida debe restaurarse gradualmente, se deberá contar con un esquema de deslastre de carga, donde se priorice únicamente las cargas locales (SHG) más importantes.



**Figura 4.14** SHG con acciones de control para recuperar la sincronización.

Luego de tomar las acciones correctivas (mencionadas en el párrafo anterior), la respuesta del sistema tiende hacia un nuevo punto de estabilidad; se puede observar que la velocidad y la frecuencia se recuperan en valores no muy significativos después del fenómeno transitorio, esto debido a que la contribución de la generación renovable representa entre un 15 al 20 % de la capacidad total del sistema, así mismo, los ángulos del rotor recuperan su comportamiento previo (oscilando coherentemente) tendiendo hacia un nuevo punto de equilibrio.

Como se mencionó anteriormente, uno de los esquemas de protección para evitar la operación en isla de la DG es el ROCOF (tasa de cambio de frecuencia). El valor inicial de configuración corresponde al ROCOF instantáneo justo después de la desconexión de generación o carga del sistema de potencia SEP y previa entrada en funcionamiento de acciones de control, teóricamente será el ROCOF más alto del sistema. Su promedio para una interconexión de  $n$  cargas y generadores síncronos se puede calcular de la siguiente manera:

$$\frac{d\Delta f}{dt} = \frac{f^0 P_k}{2 \sum_{i=1}^N H_i S_i} \quad (4.1)$$

Donde:

- $\Delta f$  variación de frecuencia
- $f^0$  frecuencia nominal
- $P_k$  pérdidas generación-carga
- $H_i$  constante de inercia
- $S_i$  potencia aparente
- $t=0+$  momento después de la desconexión
- $i \neq k$  consideración

Luego de un evento transitorio, la operación en isla muestra una gran desviación  $df/dt$  entre las barras durante los primeros ciclos, los que eventualmente convergen en un valor, este análisis resalta la importancia de la duración de la ventana de tiempo de medición para su cálculo [16] [20].

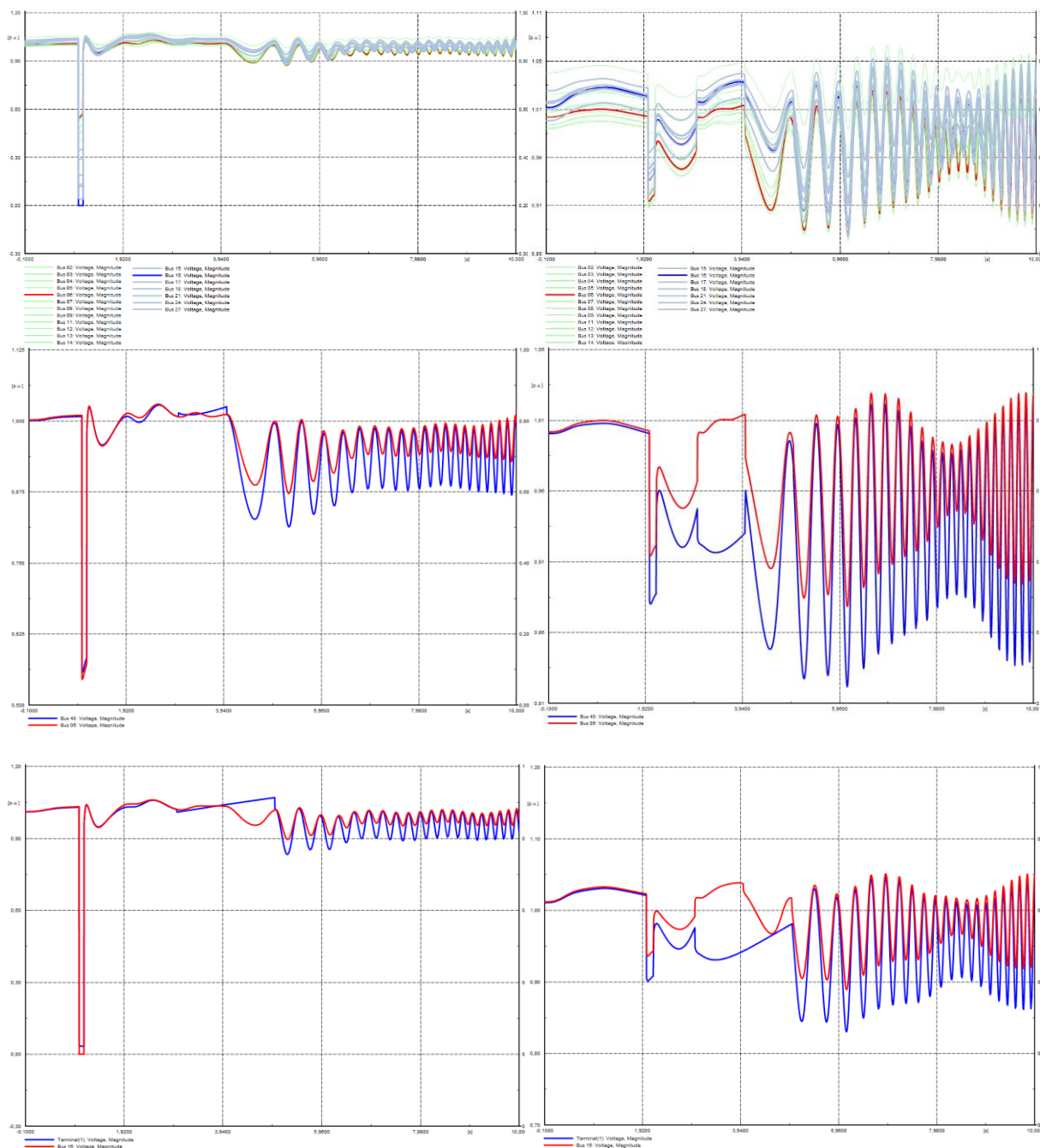
#### 4.2.6 Caso 6: Colapso del Sistema – Voltaje

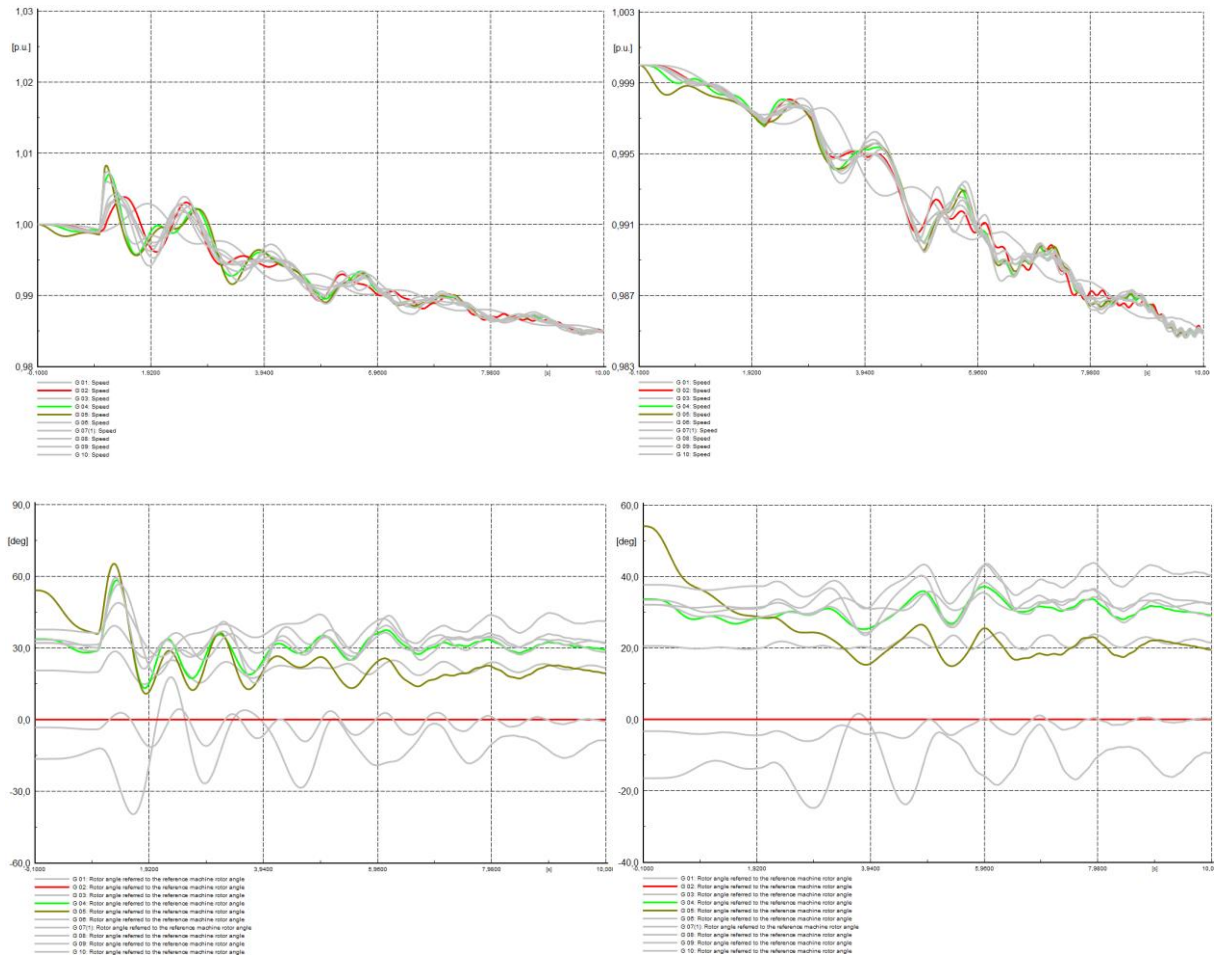
Referente a los eventos de conmutación al interior del SHG, es importante definir los efectos de la pérdida de generación o carga en el sistema cuando se está operando en modo conectado a la red; como se ha estudiado previamente, dependiendo de si se está consumiendo o suministrando energía, la respuesta de las variables serán diferentes debido a la cantidad de energía absorbida o suministrada.

De acuerdo con los resultados de simulaciones previas, la pérdida de generación y carga cuando el SHG está alimentando la red constituye el escenario con un mayor impacto para la red; se ha modelado diversos fenómenos transitorios entre los que se considera: falla 3Ø tanto en el SEP como en el SHG con distintos tiempos de despeje (CCT), desconexión de la generación distribuida y posterior salida de operación del SHG, reconexión total y por etapas de la generación renovable a través de los SHG; donde se verifica oscilaciones de potencia con grandes excursiones en los ángulos de los generadores, señales de voltaje y frecuencia fuera de rangos aceptables, por lo que este constituye el escenario de operación más desafiante en cuanto a los componentes mecánicos y eléctricos para las máquinas: rotor – experimenta fuerzas axiales, reguladores de velocidad, AVR, entre otros.



A continuación, se presenta el desempeño del sistema ante una falla 3Ø franca en el SEP y en barras del SHG, considerando un tiempo de despeje de 250 ms.



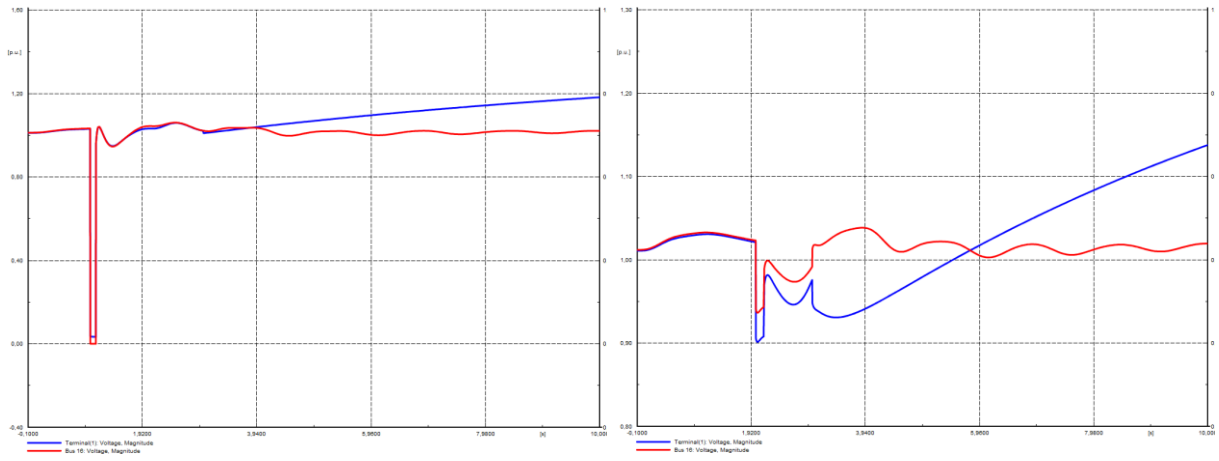
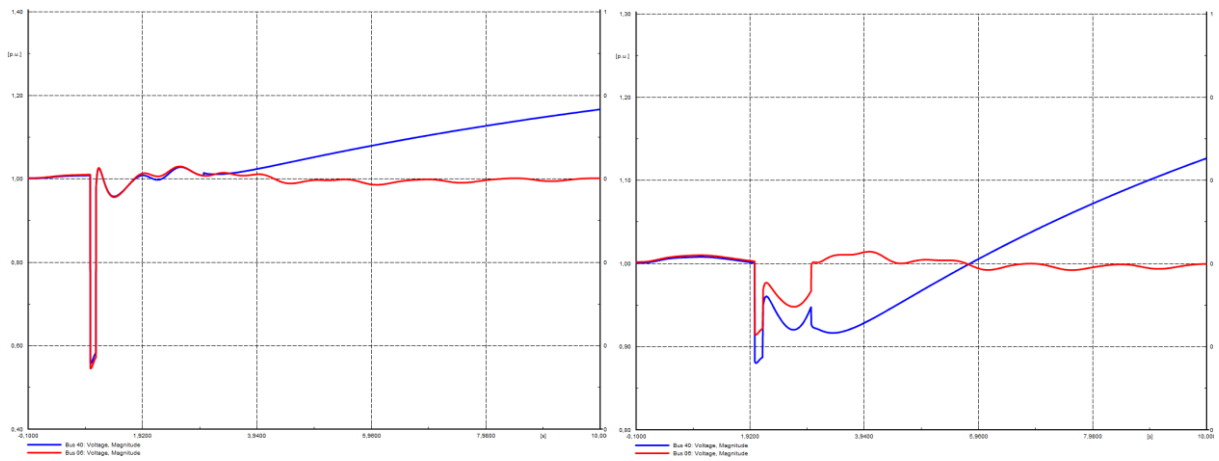
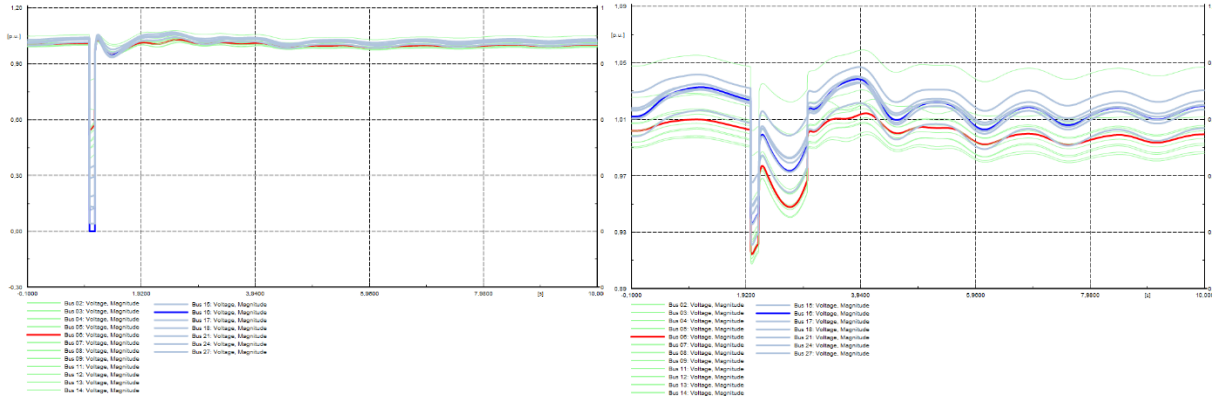


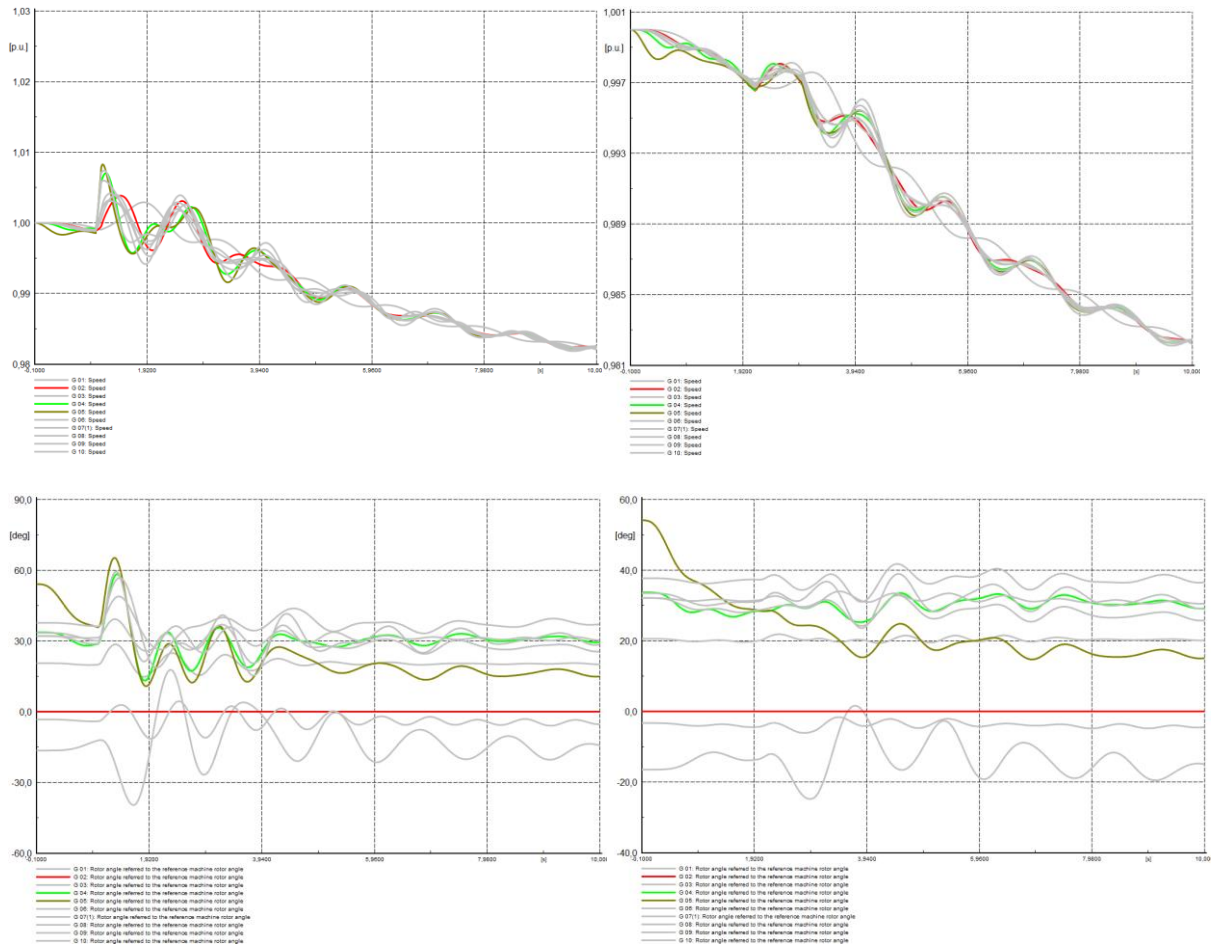
a) Falla 3Ø en el SEP

b) Falla 3Ø en SHG

**Figura 4.15** Respuesta de voltaje, velocidad y ángulo ante la pérdida de generación y carga posterior a una falla.

Otra variable con la que se puede trabajar es el tiempo de despeje de la falla (que tan rápido actuarán las protecciones). Inicialmente, el tiempo de eliminación de la falla se establece en 250 ms, con estos valores se pueden observar grandes oscilaciones de potencia y ángulo, así como condiciones estresadas para la velocidad de los generadores y perfiles de voltaje extremadamente distorsionados; figura 4.15. Esta configuración provoca que el sistema avance directamente hacia la inestabilidad, reflejado con fluctuaciones de potencia activa y reactiva, ángulos de rotor incoherentes que se separan unos de otros, velocidad de los generadores que se aceleran y, finalmente, una marcada inestabilidad con voltajes por debajo del 0,90 pu. (post-falla).





a) potencia activa    b) ángulo    c) velocidad    d) voltaje    e) potencia reactiva

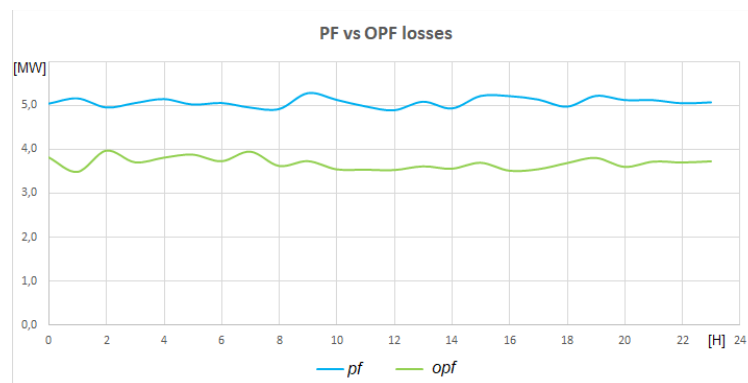
**Figura 4.16** Inestabilidad de Voltaje – CCT 150 ms.

A fin de estabilizar el sistema y solventar su demanda conservando la mayor cantidad de carga y generación convencional, se reduce el tiempo de despeje de la falla a 150 ms; además, se adoptan diferentes estrategias siendo la operación en isla la más factible a fin de evitar el colapso por inestabilidad de voltaje. Se comprueba la respuesta del sistema al integrar la totalidad de la DG en un solo paso, como resultado las oscilaciones de voltaje son pronunciadas en la reconexión, lo que conlleva a la inestabilidad y posterior colapso. Por lo tanto, se propone un ingreso controlado de la generación renovable, es decir en pasos, de manera que el impacto no sea directo sobre los generadores convencionales del SEP, sino más bien sea de una manera suave y controlada hasta lograr que el SHG opere a su capacidad nominal.

## 5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

### 5.1. POPF – Python

Se verifica el comportamiento aleatorio de las cargas y la respuesta de los generadores en cada iteración como se puede observar en la sección 3.4 *Salidas Consola IPython* y mediante el correspondiente análisis gráfico; se demuestra también la eficacia del OPF para reducir pérdidas mediante la figura 5.1 y la tabla 5.1; donde, dependiendo de la hora del día (transacciones de energía), las pérdidas aumentan cuando el SHG está consumiendo, y disminuyen cuando está suministrando energía a la red principal, por lo tanto, para reducir las pérdidas totales del sistema será preferible que el SHG actúe como generador, entendiendo las implicaciones de estabilidad que dicha condición representa. El proceso completo se maneja con un enfoque probabilístico.



**Figura 5.1** Margen de pérdidas: flujo de potencia vs flujo óptimo de potencia.

Las diferencias entre el flujo de potencia probabilístico (PPF) y el flujo óptimo de potencia probabilístico (POPF) con sistemas híbridos integrados, se evidencian en la magnitud de los voltajes en las barras (perfiles de voltaje) y en la reducción de pérdidas; conociendo que los valores de pérdidas varían dependiendo de si el SHG consume energía de la red o la está suministrando; se verifica que en general las pérdidas disminuyen al realizar el POPF, independientemente de la hora del día en comparación con los resultados del PPF. La tabla 5.1 presenta un resumen horario de las pérdidas del sistema de 39 barras con SHG integrados.

**Tabla 5.1** Comparación PPF & POPF: branch data – loss ( $I^2 \cdot Z$ )

<b>Resumen de pérdidas</b>				
<i>function:</i>	<b>PPF</b>		<b>POPF</b>	
<i>hour</i>	<b>P [MW]</b>	<b>Q [MVar]</b>	<b>P [MW]</b>	<b>Q [MVar]</b>
0:00	5.051	53.73	3.818	41.51
1:00	5.172	54.51	3.481	39.23
2:00	4.963	52.48	3.971	42.36
3:00	5.064	54.55	3.702	39.70
4:00	5.155	55.46	3.809	41.90
5:00	5.03	56.02	3.880	41.87
6:00	5.066	56.33	3.727	41.37
7:00	4.96	53.26	3.949	42.59
8:00	4.927	53.41	3.619	40.49
9:00	5.291	55.74	3.730	40.71
10:00	5.137	53.75	3.541	39.88
11:00	4.988	53.93	3.533	39.09
12:00	4.899	54.58	3.524	39.20
13:00	5.095	53.82	3.610	39.31
14:00	4.941	53.92	3.556	39.17
15:00	5.226	56.33	3.692	40.61
16:00	5.224	55.44	3.508	38.10
17:00	5.144	54.38	3.543	38.93
18:00	4.982	55.11	3.684	40.02
19:00	5.228	54.02	3.803	42.10
20:00	5.133	54.74	3.597	40.15
21:00	5.13	56.7	3.719	40.84
22:00	5.059	55.42	3.698	40.81
23:00	5.08	54.74	3.725	40.09

Se comprueba la operación del sistema híbrido en términos de generación y cargas locales, demostrando así las contribuciones de la generación eólica y síncrona a lo largo del día, mientras que la fotovoltaica aporta entre las 7:00 y las 18:00, como se muestra en la figura 3.7. Con base en dicho comportamiento, se han establecido dos escenarios: uno en el que la carga es máxima (19:00), lo que hace necesario importar energía del SEP, y el segundo cuando existe un exceso de generación renovable (12:00), la misma que se puede suministrar a la red según las políticas de despacho preferencial.

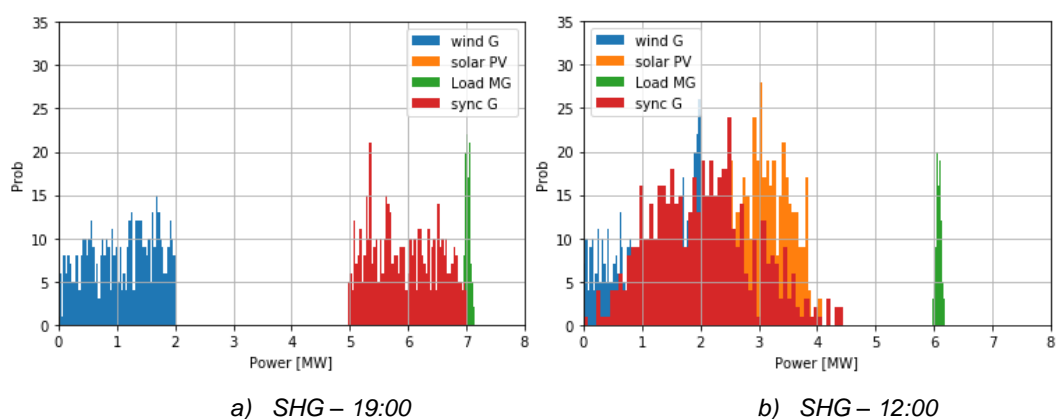
**Tabla 5.2** Escenarios de simulación – valores medios de pérdidas

<b>Grid losses - Summary</b>				
	<b>19:00</b>		<b>12:00</b>	
<i>function:</i>	<b>P [MW]</b>	<b>Q [MVar]</b>	<b>P [MW]</b>	<b>Q [MVar]</b>
<b>PPF</b>	5.228	54.02	4.899	54.58
<b>POPF</b>	3.803	42.10	3.524	39.20

\*\* Probabilistic Power Flow

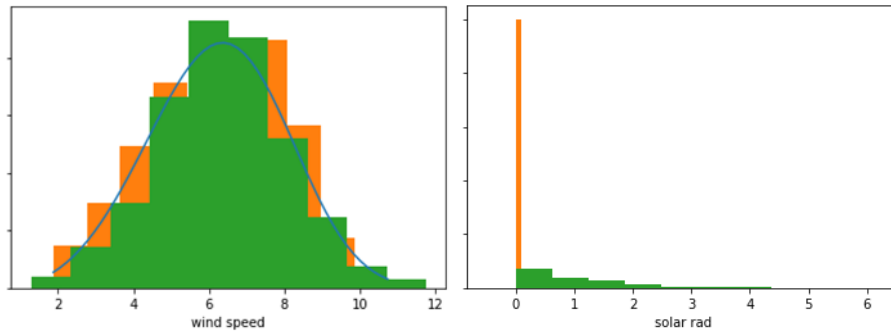
\*\* Probabilistic Optimal Power Flow

A partir de los datos del SHG y los resultados gráficos, se determina que el generador síncrono (turbina a gas) se comporta como la máquina oscilante (slack) para el sistema híbrido tratando de compensar el aumento de la carga. Sin embargo, debido a las limitaciones de capacidad cuando la demanda local es mayor que la generación renovable, se produce un déficit que debe ser cubierto por la red principal (máquina de referencia). Esta situación empeora cuando la carga se duplica durante el consumo pico por la noche, ya que no hay contribuciones de energía fotovoltaica. Como resultado, el SHG se comporta como una carga que consume de la red principal.

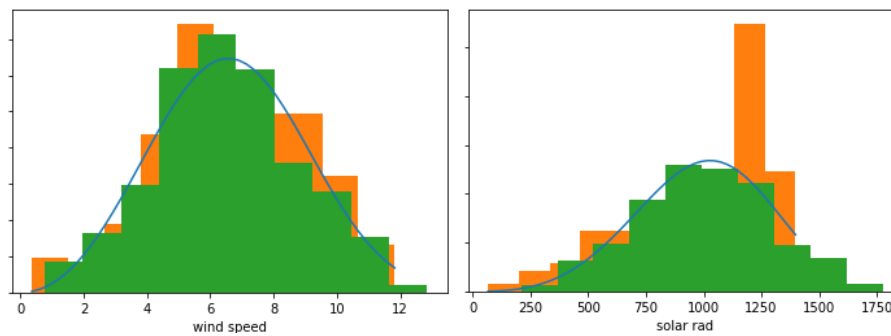


**Figura 5.2** SHG con el doble de carga nominal.

Como se esperaba, las contribuciones de energía solar fotovoltaica durante la noche son nulas, mientras que, al mediodía, con una alta radiación solar se proporciona grandes cantidades de esta. Se observa el comportamiento de los recursos primarios (velocidad del viento y radiación solar) en la figura 3.7 y en valores normalizados a una distribución de probabilidad Weibull y Gamma en la figura 5.3. Para obtener la potencia impuesta por estas curvas, se han utilizado técnicas de minería de datos e interpolación como se explicó anteriormente.



a) 19:00



b) 12:00

**Figura 5.3** Comportamiento de los recursos primarios.

Debido a que el POPF es un procedimiento aleatorio, en cada iteración los valores de carga y generación cambian según la hora del día y los parámetros elegidos (fault tolerance), por lo tanto, no se puede replicar exactamente un escenario dos veces; sin embargo, se tiene control sobre el sistema al poder decidir el rango en el que las variables pueden fluctuar o la flexibilidad utilizada para la media ( $\mu$ ), la desviación estándar ( $\sigma$ ), la forma ( $\beta$ ) y la escala ( $\eta$ ) cuando se trata de las funciones de densidad de probabilidad (PDFs).

La siguiente tabla presenta un ejemplo de las salidas del POPF que se utilizarán para modelar la carga y correspondiente generación en el software especializado para el consiguiente análisis de estabilidad transitoria.



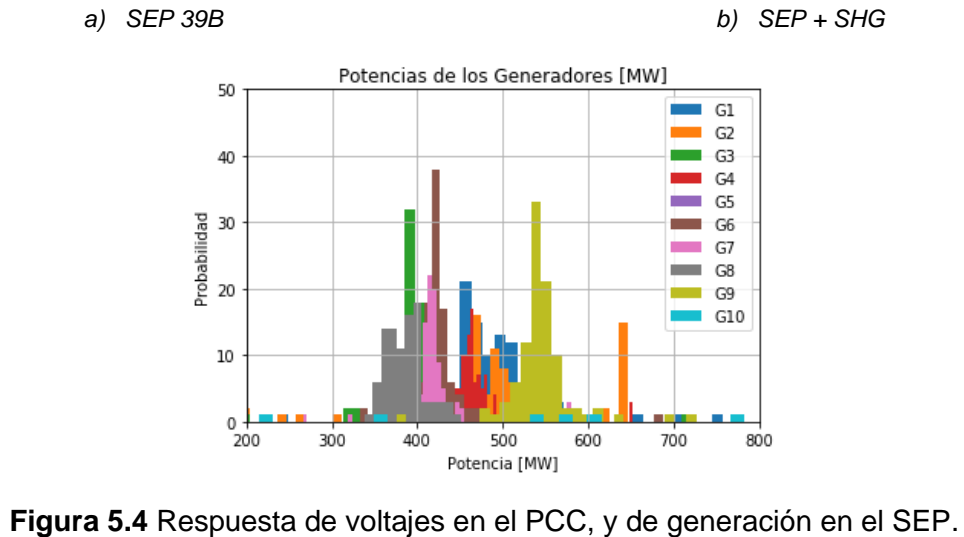
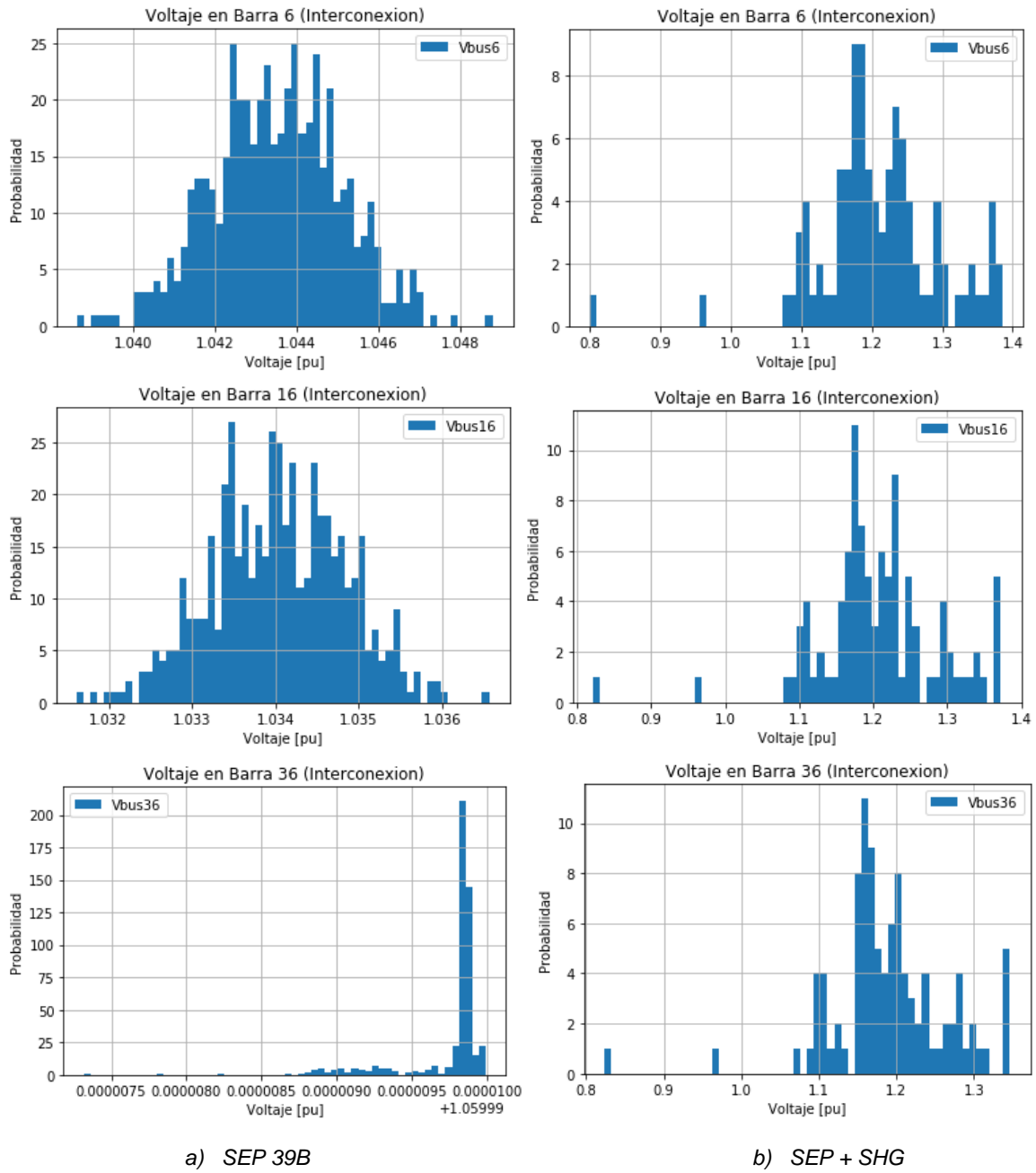
**Tabla 5.3 Python (salidas) – (entradas) DIgSILENT.**

<i>POPF -- 39B system &amp; SHG -- 12:00</i>							<i>POPF -- 39B system &amp; SHG -- 19:00</i>					
=====												
	Generation		Load		Loss (I <sup>2</sup> *Z)		Generation		Load		Loss (I <sup>2</sup> *Z)	
	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
L3	-	-	302.18	111.26	-	-	-	-	319.34	41.34	-	-
L4	-	-	484.02	222.66	-	-	-	-	513.92	140.50	-	-
L7	-	-	244.91	41.66	-	-	-	-	233.28	85.45	-	-
L8	-	-	521.29	178.10	-	-	-	-	512.65	201.63	-	-
L12	-	-	8.15	87.94	-	-	-	-	9.01	87.86	-	-
L15	-	-	319.30	154.45	-	-	-	-	328.47	133.84	-	-
L16	-	-	312.87	106.77	-	-	-	-	316.86	94.26	-	-
L18	-	-	159.23	22.58	-	-	-	-	155.40	41.43	-	-
L20	-	-	592.12	233.21	-	-	-	-	636.39	0.00	-	-
L21	-	-	285.87	81.12	-	-	-	-	269.18	125.86	-	-
L23	-	-	237.21	110.20	-	-	-	-	246.79	86.64	-	-
L24	-	-	309.47	89.25	-	-	-	-	320.37	33.13	-	-
L25	-	-	228.92	0.00	-	-	-	-	217.26	72.13	-	-
L26	-	-	138.66	19.58	-	-	-	-	139.54	11.77	-	-
L27	-	-	268.52	112.05	-	-	-	-	271.76	103.96	-	-
L28	-	-	206.36	24.74	-	-	-	-	202.17	48.20	-	-
L29	-	-	284.77	0.00	-	-	-	-	282.68	34.49	-	-
G1	476.20	142.71	-----	-----	-	-	662.98	186.90	-----	-----	-	-
G2*	518.56	-70.19	9.12	4.76	-	-	645.96	41.28	9.54	3.86	-	-
G3	413.43	152.82	-----	-----	-	-	724.97	272.83	-----	-----	-	-
G4	475.31	69.20	-----	-----	-	-	620.30	138.41	-----	-----	-	-
G5	419.09	97.85	-----	-----	-	-	488.30	90.94	-----	-----	-	-
G6	431.43	-40.56	-----	-----	-	-	645.33	168.80	-----	-----	-	-
G7	432.08	20.46	-----	-----	-	-	561.51	89.74	-----	-----	-	-
G8	392.64	2.42	-----	-----	-	-	499.02	42.28	-----	-----	-	-
G9	566.19	-149.50	-----	-----	-	-	777.59	-16.12	-----	-----	-	-
G10	1087.39	166.40	1101.84	259.35	-	-	373.62	295.54	1104.16	249.30	-	-
sync	-----	-----	-0.00	-7.01	-	-	-----	-----	-96.94	-9.57	-	-
wind	-----	-----	-180.50	-8.74	-	-	-----	-----	-156.58	-7.58	-	-
solar	-----	-----	-248.48	-0.00	-	-	-----	-----	-0.21	-0.00	-	-
L1	-----	-----	162.42	5.16	-	-	-----	-----	175.42	7.30	-	-
L2	-----	-----	135.23	6.39	-	-	-----	-----	175.24	4.11	-	-
TOTAL	<b>5212.33</b>	<b>391.61</b>	<b>5883.49</b>	<b>1855.47</b>	<b>3.524</b>	<b>39.19</b>	<b>5999.58</b>	<b>1310.60</b>	<b>6185.70</b>	<b>1589.90</b>	<b>3.803</b>	<b>42.09</b>

Los valores de generación y carga que se obtiene para cada caso de estudio se cargan automáticamente al software especializado mediante programación en Python donde se han creado diccionarios para cada tipo de elemento, una vez identificado el atributo o clase a la que pertenecen se configuran los valores y se procede con el flujo de potencia y el consiguiente estudio dinámico.

Además, teniendo en cuenta que el SHG está compuesto por un generador síncrono (turbina a gas), máquinas de inducción (aerogenerador) y fuentes de corriente (PV), la mayoría de ellos integrados a un nivel de voltaje común a través de transformadores e inversores (elementos de electrónica de potencia) los cuales proporcionan inyecciones de corriente de secuencia (+ , -) a partir de los IBRs (invertir-based resource), se evidencia el aumento en los niveles de falla y las corrientes de cortocircuito debido a la inserción de fuentes de energía renovable en la red, independientemente de si el SHG está consumiendo o suministrando energía; conceptos a tener en consideración para una coordinación adecuada de protecciones.

Mediante histogramas se muestra el comportamiento de las variables como resultado de la optimización realizada sobre el sistema mediante el POPF, se presentan las respuestas de voltajes en los puntos de interconexión (PCC) y de la generación en el SEP.



**Figura 5.4** Respuesta de voltajes en el PCC, y de generación en el SEP.

## 5.2. Análisis de Estabilidad - DigSILENT

Para complementar este estudio, se ha simulado una variedad de eventos y sus posibles combinaciones, entre las fallas tenemos cortocircuitos monofásicos y trifásicos; además pérdida de generación y carga en los SHG, las fallas se han programado en diferentes elementos del sistema y replicado en ambos escenarios, tanto cuando se consume como cuando se suministra energía al SEP; se puede encontrar información detallada en las siguientes tablas y una comparación gráfica completa se presenta en el Anexo III. Para los picos de voltaje y frecuencia, se consideran los valores instantáneos máximos, mientras que para la velocidad y ángulos se utiliza un intervalo de tiempo definido (primera oscilación).

**Tabla 5.4** Respuesta del sistema: SHG – consumiendo.

19:00		Voltage [pu]		Δ Speed [pu]				Δ Angle [deg]				f [pu]
		B 6	SHG	G2*	G4	G5	G6	G1	G2*	G5	G6	
1Ø SC	B 6	0	0.844	1.02	1.011	-	-	67.96	--	-	74.95	0.986
	SHG	0.994	0	1.001	-	1.015	-	9.3	--	-	5.22	0.986
3Ø SC	TL	0.478	0.901	1.007	1.009	-	1.008	-	--	20.82	34.01	0.986
	B 16	0.544	0.899	1.007	1.014	1.017	1.018	87.07	--	61.65	-	0.986
	SHG	0.948	0	1.002	-	1.001	-	7.59	--	6.9	-	0.986
	TL SHG	0.957	0.968	1.001	-	1.001	-	1.1	--	-	-	0.986
Switching	SHG	1.046	0.848	1.003	1.006	-	1.007	34.6	--	14.96	31.13	0.966

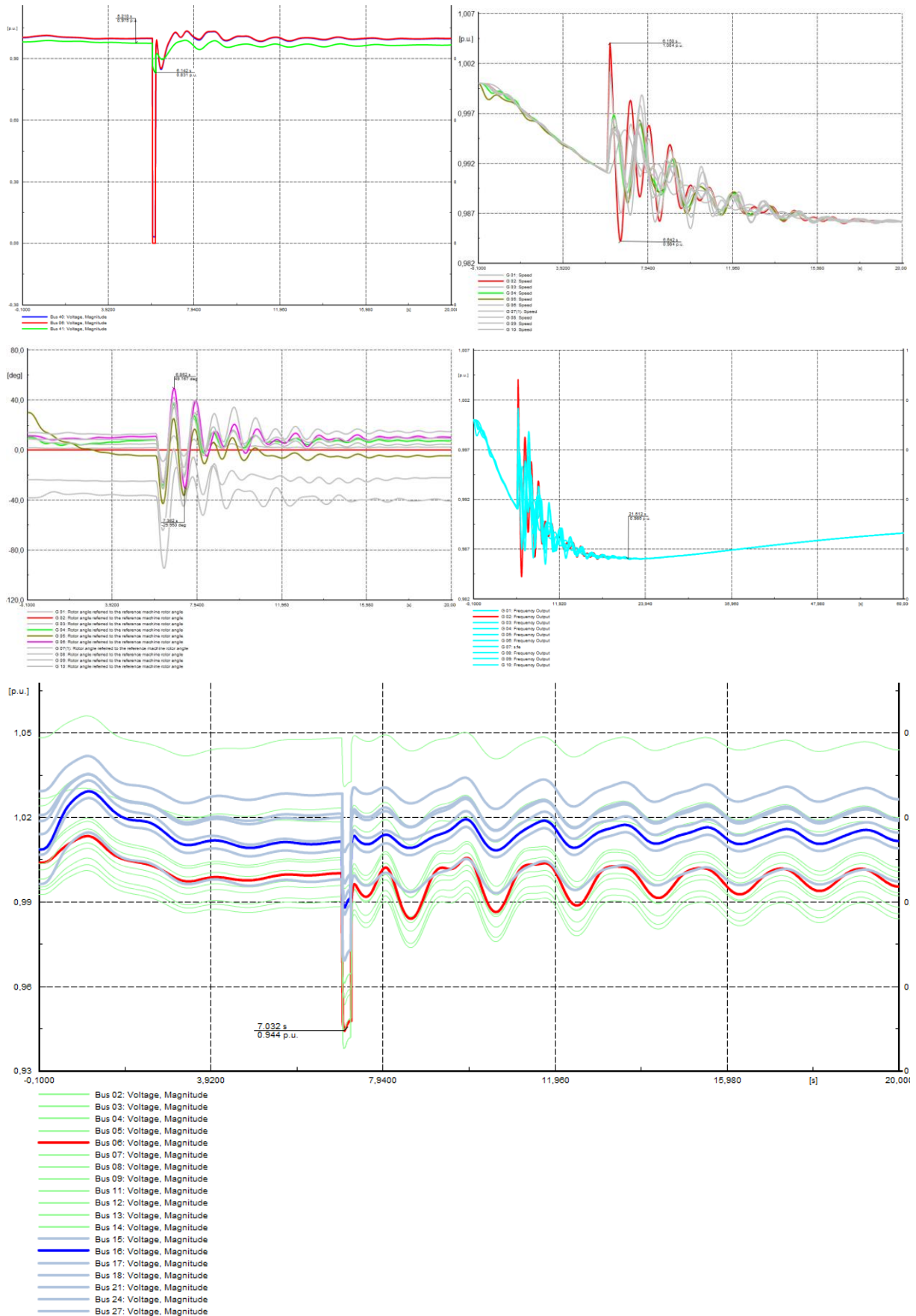
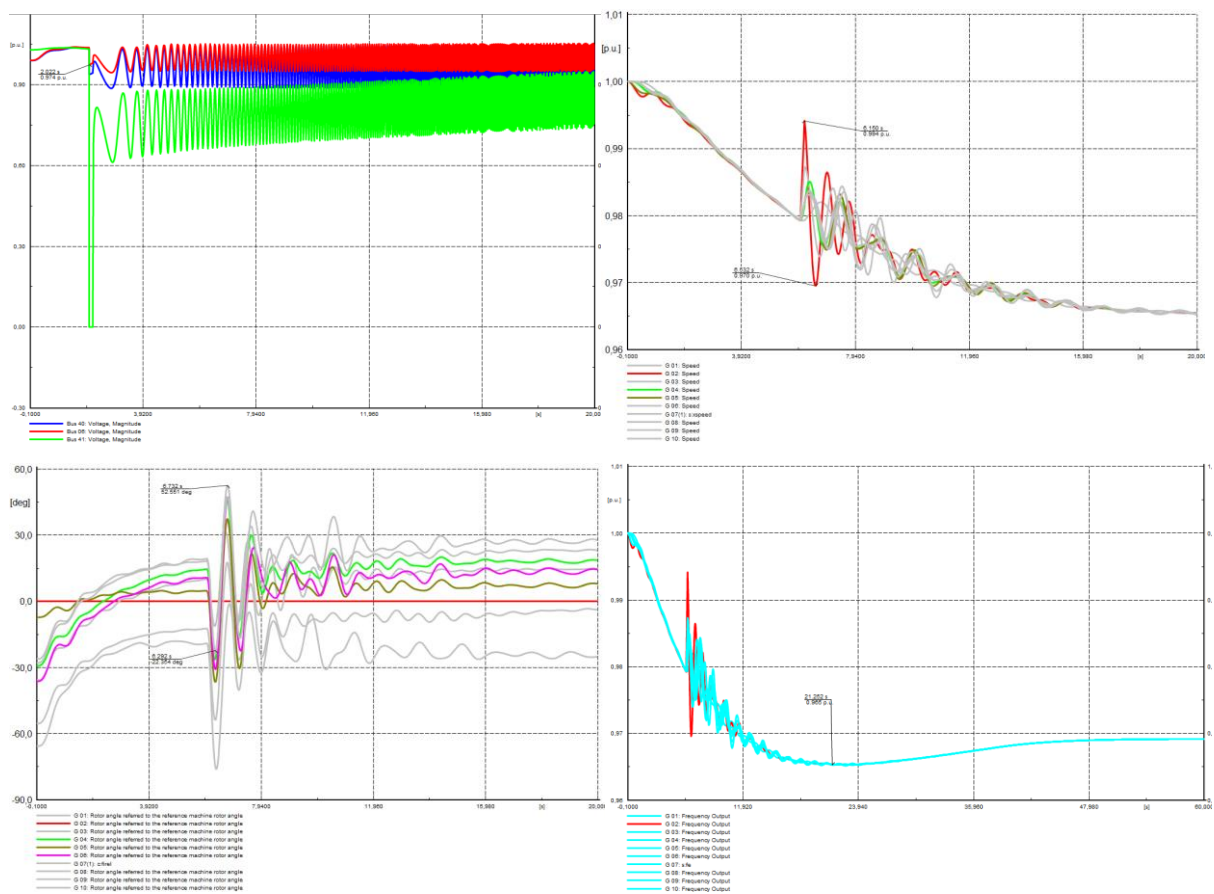


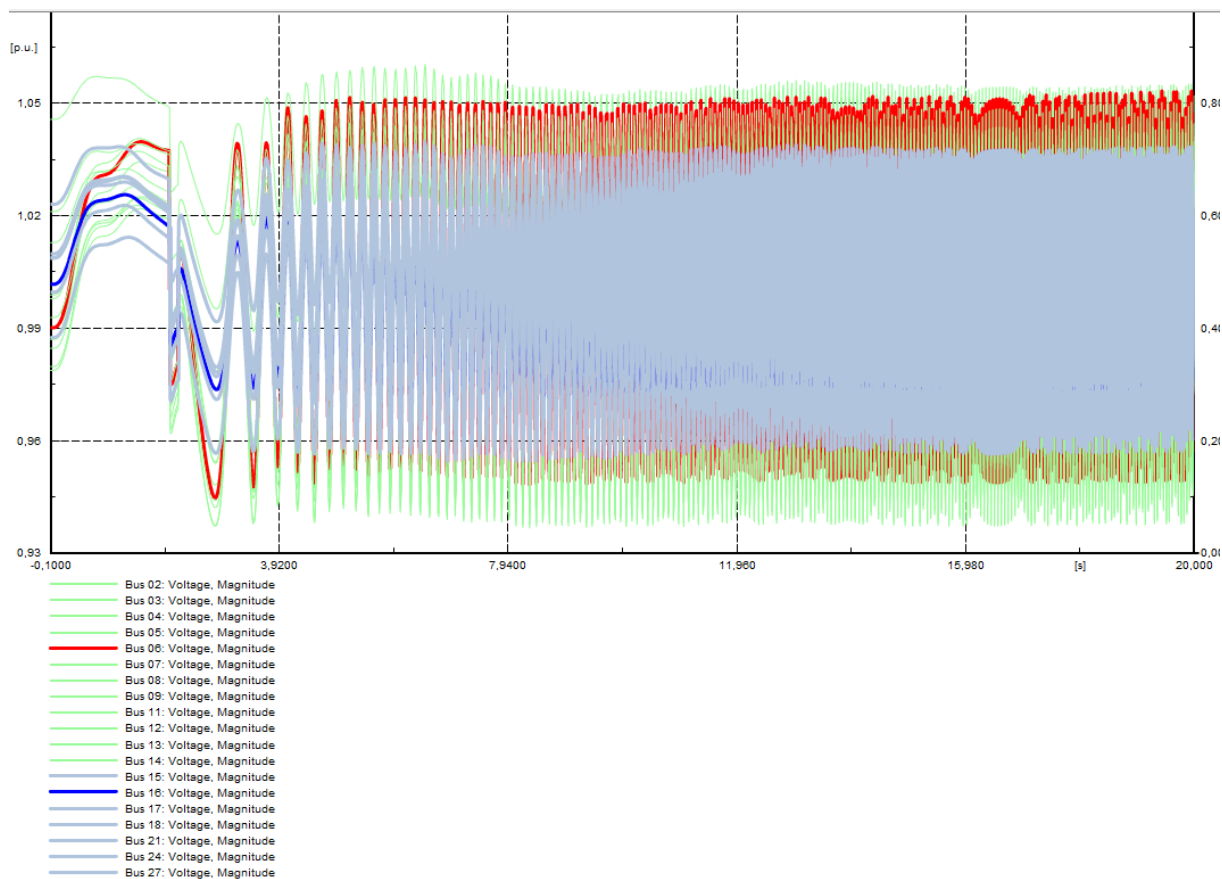
Figura 5.5 Falla 10 – cct: 150 ms, respuesta de voltaje, velocidad, ángulo, frecuencia.

**Tabla 5.5** Respuesta del sistema: SHG – alimentando.

12:00		Voltage [pu]		Δ Speed [pu]				Δ Angle [deg]				f [pu]
		B 6	SHG	G2*	G4	G5	G6	G2*	G4	G5	G6	
1Ø SC	B 6	0	0.834	1.024	1.01	1.008	1.009	--	73.44	73.28	77.23	0.965
	SHG	0.974	0	1.005	-	-	-	--	11.12	-	12.6	0.963
3Ø SC	TL	0.514	0.903	1.01	1.011	1.009	-	--	23.2	26.1	31.36	0.965
	B 16	0.571	0.929	-	1.018	1.019	1.013	--	33.69	38.77	36.84	0.965
	SHG	0.945	0	1.005	-	1.005	-	--	11.14	-	15.7	0.963
Switching	SHG	0.877	0.648	1.006	-	-	1.002	--	-	13.14	18.92	0.96

A fin de una comprensión adecuada se han ordenado los resultados obtenidos en una matriz que presenta los valores del estudio de estabilidad transitoria (durante la falla), los escenarios más críticos proporcionan valiosa información sobre el impacto de la generación distribuida en la red principal y los efectos de determinados fenómenos transitorios sobre el SHG.





**Figura 5.6** Falla 1Ø – cct: 150 ms, respuesta de voltaje, velocidad, ángulo, frecuencia.

**Tabla 5.6** Resumen de estabilidad transitoria.

<i>falla 1Ø</i>	19:00	12:00	
Voltaje [pu]	0.994	0.974	
frecuencia [pu]	0.986	0.963	
velocidad [pu]	1.001	1.005	
angulo variation [deg]	5.22	12.6	
<i>falla 3Ø</i>			<b>SEP</b>
Voltaje [pu]	0.544	0.571	
frecuencia [pu]	0.986	0.965	
velocidad [pu]	1.002	1.005	
<i>SHG desconexion</i>			<b>SHG</b>
Voltaje [pu]	0.848	0.648	
frecuencia [pu]	0.966	0.96	

Se verifica que la falla trifásica tiene mayor repercusión sobre las variables del sistema, respecto de la monofásica, por lo que se ejecuta dicha falla en el punto de interconexión (PCC) cuando el SHG está absorbiendo potencia de la red, el cual representa el peor escenario en términos de voltaje; mientras que, en cuanto a la frecuencia, la mayor

desviación se produce cuando el SHG está alimentando al SEP; el efecto de la falla es una aceleración para las máquinas de la red principal. Por otro lado, la desconexión súbita de la generación renovable cuando se está alimentando a la red representa una caída de la frecuencia en todo el sistema, entendida como una desaceleración de las máquinas (generadores del SEP).

Adicionalmente, desde el punto de vista de la generación distribuida en cuanto a la configuración de protecciones, un escenario crítico se da cuando el SHG está alimentando la red principal y se produce un fallo trifásico en una línea de transmisión cercana al PCC; como resultado se presentan oscilaciones de voltaje que afectan el rendimiento del SHG en conjunto con evidentes caídas de voltaje y oscilaciones de frecuencia.

A partir de los resultados de las simulaciones y el correspondiente análisis gráfico se determina que bajo el escenario 12:00, es decir cuando el SHG entrega energía al SEP y este experimenta una falla en sus terminales o en el PCC, o se trata de pérdida de generación y carga nos enfrentamos al escenario más estresado, reflejado en la respuesta de sus variables y el posible colapso del sistema ya sea por oscilaciones de voltaje o una disminución sostenida de la frecuencia.



## 6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

### 6.1. Flujo Óptimo de Potencia Probabilístico

El comportamiento natural de las cargas en los sistemas eléctricos de potencia es variante (equilibrio generación-carga). Bajo eventos de falla, estas fluctuaciones pueden ser lo suficientemente grandes como para provocar inestabilidad o incluso el colapso del sistema; de manera que, un modelo de carga fija no es lo suficientemente idóneo para representar la operación real. Por lo tanto, para verificar de manera más efectiva la respuesta del sistema, las cargas se han modelado con comportamiento aleatorio, así como las contribuciones de potencia provenientes de las fuentes de energías renovables integradas a la red a través de un SHG. A partir de dichas variaciones, se aplica la herramienta de análisis OPF a un sistema de pruebas modificado bajo el nombre de POPF.

Dado que la concepción de un SHG como parte fundamental de las Redes Inteligentes es la de tener la capacidad de controlar las transacciones de potencia entre las cargas locales y la red principal (SEP), se hace evidente la necesidad de comprender los efectos de la interconexión de la generación distribuida en la red, no solamente desde la estabilidad transitoria, sino también desde la configuración de protecciones y la gestión de la demanda (programación y pronóstico de carga).

La ejecución de un OPF para un despacho económico reducirá costos, pero también reduce la estabilidad del sistema como se demostró en este trabajo, donde la estabilidad general del sistema ha disminuido y más específicamente las relacionadas con las variables de estado: ángulo, voltaje y frecuencia, los mayormente propensos a la inestabilidad. Con este antecedente, se realiza el POPF, buscando un modelo más realista en el que las variables estén sujetas a una conducta aleatoria y, a partir de estos datos, reconocer el impacto en el sistema, considerando la intermitencia del recurso primario y la incertidumbre de la carga.

Por otra parte, un SHG como parte de la red inteligente podría contribuir a mejorar la estabilidad global del sistema gracias a su respuesta rápida, reduciendo las transferencias de potencia activa a cargas lejanas (reduciendo pérdidas) o entregando potencia reactiva cuando sea posible, mejorando así los niveles de voltaje en determinados nodos. Por lo que también podría considerarse para un control más fino (preciso) en el PCC, entendiéndose como una fuente de energía reactiva que contribuye a mejorar los perfiles de voltaje.

El algoritmo de optimización utilizado por Pypower (*runopf*), hace referencia a una función objetivo que busca minimizar los costos de generación por lo que este trabajo se constituye

en un problema de despacho económico con restricciones de red. Si bien el programa entrega las pérdidas por las líneas (*Branch data*) su función objetivo  $\lambda$  viene dada por \$/hr.

## **6.2. Análisis de Estabilidad Transitoria**

Mediante un análisis de estabilidad transitoria, compuesto por 8 casos de estudio: 6 directamente relacionados con el SHG, 2 que tienen lugar en la red principal (SEP) con injerencia sobre el SHG y más de 30 figuras que muestran sus resultados, fue posible comprender la interacción de las variables del sistema durante eventos transitorios. Este estudio considera dos escenarios inherentes a la concepción de sistemas híbridos de generación; por un lado, cuando se está consumiendo energía de la red principal y por otro cuando la está alimentando. Teniendo en cuenta que los insumos primarios para este análisis se generaron de forma aleatoria y mediante la optimización de una función objetivo (costos de generación). Por lo tanto, dichos resultados proporcionan información adecuada sobre la operación real de los sistemas eléctricos bajo un comportamiento probabilístico.

Inicialmente se planteó que el escenario más severo para el sistema es aquel en el cual el SHG está consumiendo (19:00 carga máxima) y ocurre su desconexión; sin embargo, comparando los datos obtenidos se puede inferir que: en el escenario en el que el SHG está alimentando a la red principal (12:00 máxima generación renovable) tiene un doble riesgo ya que representa una pérdida de carga y generación simultánea. Este fenómeno se produce ya que en primera instancia se ve como un alivio de carga (load shedding) para el SEP; por ende, los generadores experimentan una relajación, mientras que en segunda instancia se entiende como una pérdida de generación por lo tanto el sistema principal debe aumentar su producción (tienden a acelerarse) para compensar esta falta de potencia, imponiendo esfuerzos al eje. Esto se verifica mediante el comportamiento de variables que presentan caídas de voltaje más profundas, excursiones de velocidad y ángulo acentuadas e importantes desviaciones de frecuencia.

Si bien es cierto que este trabajo de titulación centra su atención en el POPF y la estabilidad transitoria principalmente, se han tratado también problemáticas inherentes a la generación distribuida mediante la implementación de un SHG, los cuales podrían tener repercusiones en el rendimiento global del SEP. Es así que se topan temáticas como: nuevas definiciones de estabilidad, comportamiento estocástico de variables, esquemas de protección (ROCOF, sympathetic tripping), resiliencia de la red, entre otros que son relevantes e influyentes en la concepción y operación de las redes inteligentes, y, por lo tanto, en la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia.

Como se indicó anteriormente el algoritmo de optimización del POPF utilizado, minimiza los costos de generación (despacho económico) sin considerar aspectos inherentes a la operación segura de la red, por lo que la estabilidad general del SEP se ve comprometida como se observa en la mayoría de los casos del estudio de estabilidad transitoria.

A partir del estudio transitorio, fue posible reconocer los elementos y variables del sistema propensos a la inestabilidad; por lo tanto, un modelo detallado junto con un análisis adecuado proporcionará información útil para mejorar la operación y resiliencia de la red; así como los parámetros a tener en cuenta a la hora de planificar, diseñar y operar un SHG. Y en concordancia con los estándares y necesidades actuales en los que las energías renovables deberían reemplazar la generación basada en fósiles y carbón para el 2050 (IRENA), cada contribución para comprender a profundidad el impacto de la generación renovable en las redes, ayuda a la consecución de dicho ideal.

Se establecen las bases para simulaciones tipo hardware in the loop (HIL) como se indica en uno de los objetivos "*pensando en un modelo HIL*", el trabajo desarrollado en este proyecto de titulación corresponde a un modelo de co-simulación, el cual permite entender el algoritmo que podría ser implementado a futuro, con lo que se recomienda desarrollar el tema *hardware in the loop* como un tema de tesis, una vez que se cuente con la infraestructura, hardware y recursos necesarios.

### **6.3. Investigación e Implementaciones Futuras**

Como propuestas adicionales de este trabajo, se plantea implementar un POPF en tiempo real en sinergia con estudios de estabilidad, mediante adquisición de datos directa de los DERs y las mediciones de carga (*infraestructura-hardware*). En este punto con la ayuda de técnicas de minería de datos avanzada proceder a filtrar, etiquetar, integrar y transformar la información en insumos útiles, que permitan un despacho económico, planificación de la expansión y pronósticos de la demanda; a través de un hardware en línea o en bucle, conocido como the hardware in the loop (*HIL*).

Se plantea como una posibilidad para mejorar el rendimiento de las protecciones, utilizar el esquema de Monitoreo Protección y Control de Área Extendida (WAMPAC), basado en su capacidad de detección, comunicación, visualización y más características. De hecho, la información completa de la red estaría disponible siendo recibida a través de IEDs (intelligent electronic device) instalados en los puntos y elementos sensibles de la red, permitiendo acciones de monitoreo y control remoto a los operadores del sistema, mejorando así la respuesta preventiva y correctiva.

## 7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] International Energy Agency, "Renewables 2022," IEA, Paris, Dec. 2022. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/renewables-2022>.
- [2] Corporación Eléctrica del Ecuador, "Plan Maestro de Electricidad 2018-2027," Accessed: Sep. 20, 2022. [Online]. Available: <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>.
- [3] P. Kundur, N. Balu and M. Lauby, *Power System Stability and Control*, New York: McGraw-Hill, 1994.
- [4] N. Hatziaargyriou et al., "Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3271-3281, July 2021.
- [5] P. M. Anderson and A. A. Fouad, *Power System Control and Stability*, 2nd ed., Piscataway: IEEE Press Wiley-Interscience, 2003.
- [6] M. A. Golkar and M. Rajabzadeh, "Optimum allocation of reactive power in real-time operation under deregulated electricity market," in *2009 Australasian Universities Power Engineering Conference*, Adelaide, Sept. 27-30, 2009.
- [7] C. Luo, H. G. Far, H. Banakar, P.-K. Keung and B.-T. Ooi, "Estimation of wind penetration as limited by frequency deviation," in *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Montreal, 2006.
- [8] Z. Zhang, S. Asvapoositkul and R. Preece, "IMPACT OF FAST FREQUENCY RESPONSE ON POWER SYSTEM TRANSIENT STABILITY," in *The 17th International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2021)*, Online Conference, 2021, doi: 10.1049/icp.2021.2436.
- [9] X. Deng, J. He and P. Zhang, "A Novel Probabilistic Optimal Power Flow Method to Handle Large Fluctuations of Stochastic Variables," *Energies*, vol. 10, no. 10, p. 1623, Oct. 2017, doi: 10.3390/en10101623.
- [10] H. Zein and Y. Sabri, "Involving generator capability curves in optimal power flow," in *2015 2nd International Conference on Information Technology, Computer, and Electrical Engineering*, Oct. 16-18, 2015.
- [11] R. Zimmerman and C. Murillo-Sanchez, "MATPOWER User's Manual Version 7.0," (2019). Accessed: Jul. 3, 2020. [Online]. Available: <https://matpower.org/docs/manual.pdf>.
- [12] B.-k. Jo, J.-H. Han, Q. Guo and G. Jang, "Probabilistic Optimal Power Flow Analysis with Undetermined Loads," *Journal of International Council on Electrical Engineering*, vol. 2, no. 3, p. 321–325, Jul. 2012.
- [13] P. Gaur and S. Singh, "Investigations on Issues in Microgrids," *Journal of Clean Energy Technologies*, vol. 5, no. 1, p. 47–51, 2017.

- [14] G. Krishnan and D. N. Gaonkar, "Intentional Islanding Operations of Distributed Generation Systems with a Load Shedding Algorithm," in *2012 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, Bengaluru, 2012.
- [15] M. Farrokhhabadi et al., "Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Examples," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 1, pp. 13-29, Jan. 2020.
- [16] Entsoe, "Rate of Change of Frequency (ROCOF) Withstand Capability," (2017). Accessed: Jul. 10, 2020. [Online]. Available: [https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/Implementation/CNC/IGD-RoCoF\\_withstand\\_capability.pdf](https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/Implementation/CNC/IGD-RoCoF_withstand_capability.pdf).
- [17] G. Constante-Flores and M. Illindala, "Data-Driven Probabilistic Power Flow Analysis for a Distribution System with Renewable Energy Sources using Monte Carlo Simulation," in *2017 IEEE/IAS 53rd Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS)*, Niagara Falls, ON, Canada, 2017.
- [18] S. Muñoz, M. Zangiabadi and S. Blake, "Smart grid: connection of wind and solar power generated in rural farms to the grid," M.S. thesis, Dept. Elect. and Electron. Eng., Newcastle Univ., Newcastle Upon Tyne, 2014.
- [19] J. Santamaria, "Analysis of power systems under fault conditions," M.S. thesis, Dept. Elect. and Electron. Eng., California State Univ., Sacramento, 2011.
- [20] B. Liu, G. Yan, K. Jia and F. Yuan, "Performance of ROCOF protection in microgrid," in *2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, Changsha, 2015, pp. 1089-1094.
- [21] J. F. Manwell, J. G. McGowan and A. L. Rogers, *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*, 2nd ed., Chichester: Wiley, 2009.
- [22] I. Horikoshi and V. Salas, "Analysis of the harmonic components of grid connection photovoltaic inverters," B.S. thesis, Dept. Electron. Technol., Carlos III de Madrid Univ. (in Español), Leganés, 2009.
- [23] M. Olofsson, "Power Quality and EMC in Smart Grid," in *2009 10th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, Lodz, 2009.
- [24] N. E. Naily, S. M. Saad, R. E. Elsayed, S. A. Aomura and F. A. Mohamed, "Planning & application of distance relays coordination for IEC microgrid considering intermediate in-feed factor," in *2018 9th International Renewable Energy Congress (IREC)*, Hammamet, 2018.
- [25] M. R. Miveh, M. Gandomkar, S. Mirsaiedi and M. R. Gharibdoost, "A review on protection challenges in microgrids," in *2012 Proceedings of 17th Conference on Electrical Power Distribution*, Tehran, 2012.
- [26] A. Gholami, F. Aminifar and M. Shahidehpour, "Front Lines Against the Darkness: Enhancing the Resilience of the Electricity Grid Through Microgrid Facilities," *IEEE Electrification Magazine*, vol.

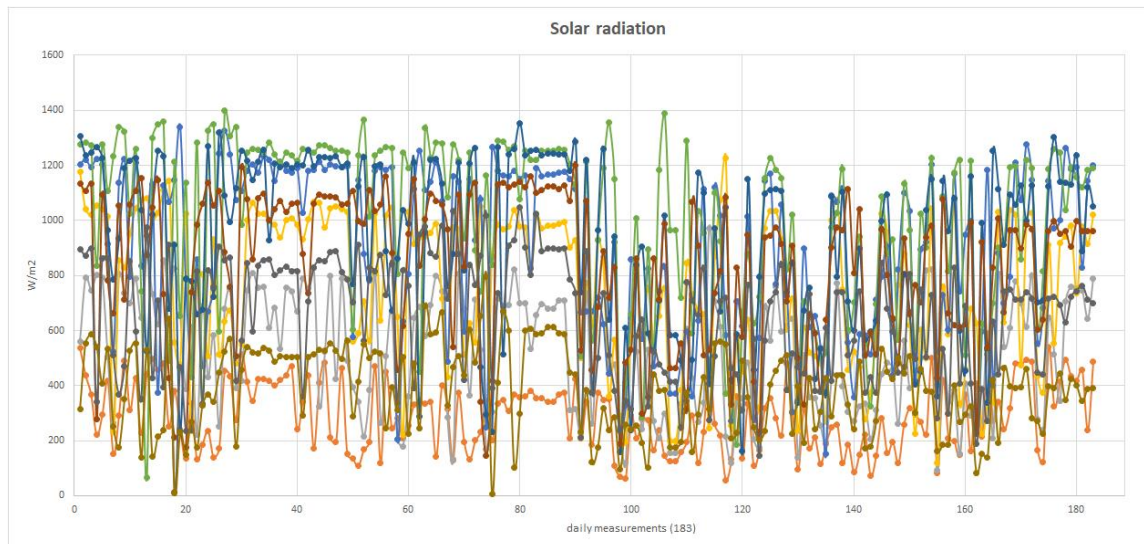
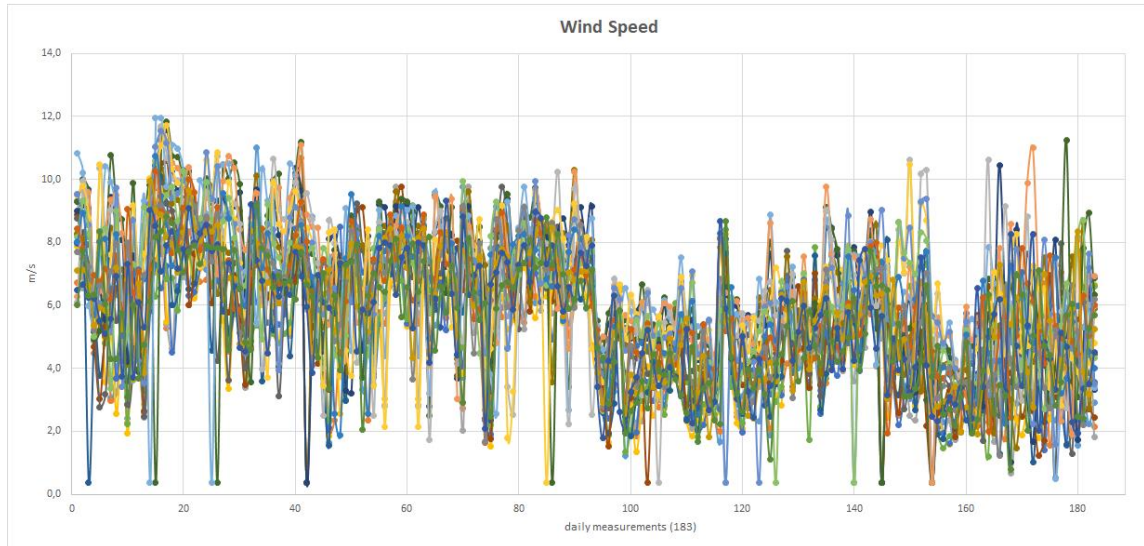
4, no. 1, pp. 18-24, 2016, doi: 10.1109/MELE.2015.2509879.

- [27] S. Arif y T. Aziz, «Study of Transient Stability with Battery Energy Storage Systems in Renewable Integrated Islanded Microgrid,» de *2017 IEEE International WIE Conference on Electrical and Computer Engineering (WIECON-ECE)*, Dehradun, 2017.

## 8. ANEXOS

### ANEXO I

#### Velocidad del viento, radiación solar – patrones diarios



## ANEXO II

### PYPOWER/pypower/case39.py

#### BusDataFormat

-----

0. bus number (positive integer)
1. bus type
  - PQ bus = 1
  - PV bus = 2
  - reference bus = 3
  - isolated bus = 4
2. C{Pd}, real power demand (MW)
3. C{Qd}, reactive power demand (MVar)
4. C{Gs}, shunt conductance (MW demanded at V = 1.0 p.u.)
5. C{Bs}, shunt susceptance (MVar injected at V = 1.0 p.u.)
6. area number, (positive integer)
7. C{Vm}, voltage magnitude (p.u.)
8. C{Va}, voltage angle (degrees)
9. C{baseKV}, base voltage (kV)
10. C{zone}, loss zone (positive integer)
11. C{maxVm}, maximum voltage magnitude (p.u.)
12. C{minVm}, minimum voltage magnitude (p.u.)

#### Generator Data Format

-----

1. bus number
2. C{Pg}, real power output (MW)
3. C{Qg}, reactive power output (MVar)
4. C{Qmax}, maximum reactive power output (MVar)
5. C{Qmin}, minimum reactive power output (MVar)
6. C{Vg}, voltage magnitude setpoint (p.u.)
7. C{mBase}, total MVA base of this machine, defaults to baseMVA
8. status,
  - C{> 0} - machine in service
  - C{<= 0} - machine out of service
9. C{Pmax}, maximum real power output (MW)
10. C{Pmin}, minimum real power output (MW)
11. C{Pc1}, lower real power output of PQ capability curve (MW)
12. C{Pc2}, upper real power output of PQ capability curve (MW)
13. C{Qc1min}, minimum reactive power output at Pc1 (MVar)
14. C{Qc1max}, maximum reactive power output at Pc1 (MVar)
15. C{Qc2min}, minimum reactive power output at Pc2 (MVar)
16. C{Qc2max}, maximum reactive power output at Pc2 (MVar)
17. ramp rate for load following/AGC (MW/min)
18. ramp rate for 10 minute reserves (MW)
19. ramp rate for 30 minute reserves (MW)
20. ramp rate for reactive power (2 sec timescale) (MVar/min)
21. APF, area participation factor

#### Branch Data Format

-----

1. C{f}, from bus number
2. C{t}, to bus number
3. C{r}, resistance (p.u.)
4. C{x}, reactance (p.u.)
5. C{b}, total line charging susceptance (p.u.)
6. C{rateA}, MVA rating A (long term rating)
7. C{rateB}, MVA rating B (short term rating)



8.  $C\{rateC\}$ , MVA rating C (emergency rating)
9.  $C\{ratio\}$ , transformer off nominal turns ratio (= 0 for lines)
10.  $C\{angle\}$ , transformer phase shift angle (degrees), positive => delay
- ( $G_f$ , shunt conductance at from bus p.u.)
- ( $B_f$ , shunt susceptance at from bus p.u.)
- ( $G_t$ , shunt conductance at to bus p.u.)
- ( $B_t$ , shunt susceptance at to bus p.u.)
11. initial branch status, 1 - in service, 0 - out of service
12. minimum angle difference,  $angle(V_f) - angle(V_t)$  (degrees)
13. maximum angle difference,  $angle(V_f) - angle(V_t)$  (degrees)

#### Generator Cost Data Format

-----

**NOTE:** If  $C\{gen\}$  has  $C\{ng\}$  rows, then the first  $C\{ng\}$  rows of  $gencost$  contain

the cost for active power produced by the corresponding generators.

If  $C\{gencost\}$  has  $2*ng$  rows then rows  $C\{ng+1\}$  to  $C\{2*ng\}$  contain the reactive

power costs in the same format.

1.  $C\{model\}$ , 1 - piecewise linear, 2 - polynomial
2.  $C\{startup\}$ , startup cost in US dollars
3.  $C\{shutdown\}$ , shutdown cost in US dollars
4.  $C\{N\}$ , number of cost coefficients to follow for polynomial cost function, or number of data points for piecewise linear
5. and following, parameters defining total cost function  $C\{f(p)\}$ , units of  $C\{f\}$  and  $C\{p\}$  are \$/hr and MW (or MVA<sub>r</sub>), respectively.  
 (MODEL = 1) :  $C\{p_0, f_0, p_1, f_1, \dots, p_n, f_n\}$   
 where  $C\{p_0 < p_1 < \dots < p_n\}$  and the cost  $C\{f(p)\}$  is defined by the coordinates  $C\{(p_0, f_0), (p_1, f_1), \dots, (p_n, f_n)\}$  of the end/break-points of the piecewise linear cost function  
 (MODEL = 2) :  $C\{c_n, \dots, c_1, c_0\}$   
 $C\{n+1\}$  coefficients of an  $C\{n\}$ -th order polynomial cost function, starting with highest order, where cost is  
 $C\{f(p) = c_n * p^n + \dots + c_1 * p + c_0\}$

```

17 """Power flow data for 39 bus New England system"""
20 from numpy import array
21
22 -def case39():
40
41     Generation notes:
42
43     G#    bus    type
44     - 1    30    hydro      - 6    35    nuke03
45     - 2    31    nuke01     - 7    36    fossil04
46     - 3    32    nuke02     - 8    37    nuke04
47     - 4    33    fossil02   - 9    38    nuke05
48     - 5    34    fossil01   - 10   39    interconnection to rest of US/Canada
100
101     ##----- Power Flow Data -----##
102     ## system MVA base
103     ppc["baseMVA"] = 100.0
104
105     ## bus data
106     # bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
107     ppc["bus"] = array([
108     [1, 1, 97.6, 44.2, 0, 0, 2, 1.0393836, -13.536602, 345, 1, 1.06, 0.94],
109     [2, 1, 0, 0, 0, 0, 2, 1.0484941, -9.7852666, 345, 1, 1.06, 0.94],
110     [3, 1, 322, 2.4, 0, 0, 2, 1.0307077, -12.276384, 345, 1, 1.06, 0.94],
111     [4, 1, 500, 184, 0, 0, 1, 1.00446, -12.626734, 345, 1, 1.06, 0.94],
112     [5, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 1.0060063, -11.192339, 345, 1, 1.06, 0.94],
113     [6, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 1.0082256, -10.40833, 345, 1, 1.06, 0.94],
114     [7, 1, 233.8, 84, 0, 0, 1, 0.99839728, -12.755626, 345, 1, 1.06, 0.94],
115     [8, 1, 522, 176.6, 0, 0, 1, 0.99787232, -13.335844, 345, 1, 1.06, 0.94],
116     [9, 1, 6.5, -66.6, 0, 0, 1, 1.038332, -14.178442, 345, 1, 1.06, 0.94],
117     [10, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 1.0178431, -8.170875, 345, 1, 1.06, 0.94],
118     [11, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 1.0133858, -8.9369663, 345, 1, 1.06, 0.94],
119     [12, 1, 8.53, 88, 0, 0, 1, 1.000815, -8.9988236, 345, 1, 1.06, 0.94],
120     [13, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 1.014923, -8.9299272, 345, 1, 1.06, 0.94],
121     [14, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 1.012319, -10.715295, 345, 1, 1.06, 0.94],
122     [15, 1, 320, 153, 0, 0, 3, 1.0161854, -11.345399, 345, 1, 1.06, 0.94],
123     [16, 1, 329, 32.3, 0, 0, 3, 1.0325203, -10.033348, 345, 1, 1.06, 0.94],
124     [17, 1, 0, 0, 0, 0, 2, 1.0342365, -11.116436, 345, 1, 1.06, 0.94],
125     [18, 1, 158, 30, 0, 0, 2, 1.0315726, -11.986168, 345, 1, 1.06, 0.94],
126     [19, 1, 0, 0, 0, 0, 3, 1.0501068, -5.4100729, 345, 1, 1.06, 0.94],
127     [20, 1, 680, 103, 0, 0, 3, 0.99101054, -6.8211783, 345, 1, 1.06, 0.94],
128     [21, 1, 274, 115, 0, 0, 3, 1.0323192, -7.6287461, 345, 1, 1.06, 0.94],
129     [22, 1, 0, 0, 0, 0, 3, 1.0501427, -3.1831199, 345, 1, 1.06, 0.94],
130     [23, 1, 247.5, 84.6, 0, 0, 3, 1.0451451, -3.3812763, 345, 1, 1.06, 0.94],
131     [24, 1, 308.6, -92.2, 0, 0, 3, 1.038001, -9.9137585, 345, 1, 1.06, 0.94],
132     [25, 1, 224, 47.2, 0, 0, 2, 1.0576827, -8.3692354, 345, 1, 1.06, 0.94],
133     [26, 1, 139, 17, 0, 0, 2, 1.0525613, -9.4387696, 345, 1, 1.06, 0.94],
134     [27, 1, 281, 75.5, 0, 0, 2, 1.0383449, -11.362152, 345, 1, 1.06, 0.94],
135     [28, 1, 206, 27.6, 0, 0, 3, 1.0503737, -5.9283592, 345, 1, 1.06, 0.94],
136     [29, 1, 283.5, 26.9, 0, 0, 3, 1.0501149, -3.1698741, 345, 1, 1.06, 0.94],
137     [30, 2, 0, 0, 0, 0, 2, 1.0499, -7.3704746, 345, 1, 1.06, 0.94],
138     [31, 3, 9.2, 4.6, 0, 0, 1, 0.982, 0, 345, 1, 1.06, 0.94],
139     [32, 2, 0, 0, 0, 0, 1, 0.9841, -0.1884374, 345, 1, 1.06, 0.94],
140     [33, 2, 0, 0, 0, 0, 3, 0.9972, -0.19317445, 345, 1, 1.06, 0.94],
141     [34, 2, 0, 0, 0, 0, 3, 1.0123, -1.631119, 345, 1, 1.06, 0.94],
142     [35, 2, 0, 0, 0, 0, 3, 1.0494, 1.7765069, 345, 1, 1.06, 0.94],
143     [36, 2, 0, 0, 0, 0, 3, 1.0636, 4.4684374, 345, 1, 1.06, 0.94],
144     [37, 2, 0, 0, 0, 0, 2, 1.0275, -1.5828988, 345, 1, 1.06, 0.94],
145     [38, 2, 0, 0, 0, 0, 3, 1.0265, 3.8928177, 345, 1, 1.06, 0.94],
146     [39, 2, 1104, 250, 0, 0, 1, 1.03, -14.535256, 345, 1, 1.06, 0.94]
147     ])
148
149     ## generator data
150     # bus, Pg, Qg, Qmax, Qmin, Vg, mBase, status, Pmax, Pmin, Pc1, Pc2,
151     # Qc1min, Qc1max, Qc2min, Qc2max, ramp_agc, ramp_10, ramp_30, ramp_q, apf
152     ppc["gen"] = array([
153     [30, 250, 161.762, 400, 140, 1.0499, 100, 1, 1040, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
154     [31, 677.871, 221.574, 300, -100, 0.982, 100, 1, 646, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
155     [32, 650, 206.965, 300, 150, 0.9841, 100, 1, 725, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
156     [33, 632, 108.293, 250, 0, 0.9972, 100, 1, 652, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
157     [34, 508, 166.688, 167, 0, 1.0123, 100, 1, 508, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
158     [35, 650, 210.661, 300, -100, 1.0494, 100, 1, 687, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
159     [36, 560, 100.165, 240, 0, 1.0636, 100, 1, 580, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
160     [37, 540, -1.36945, 250, 0, 1.0275, 100, 1, 564, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],

```

```

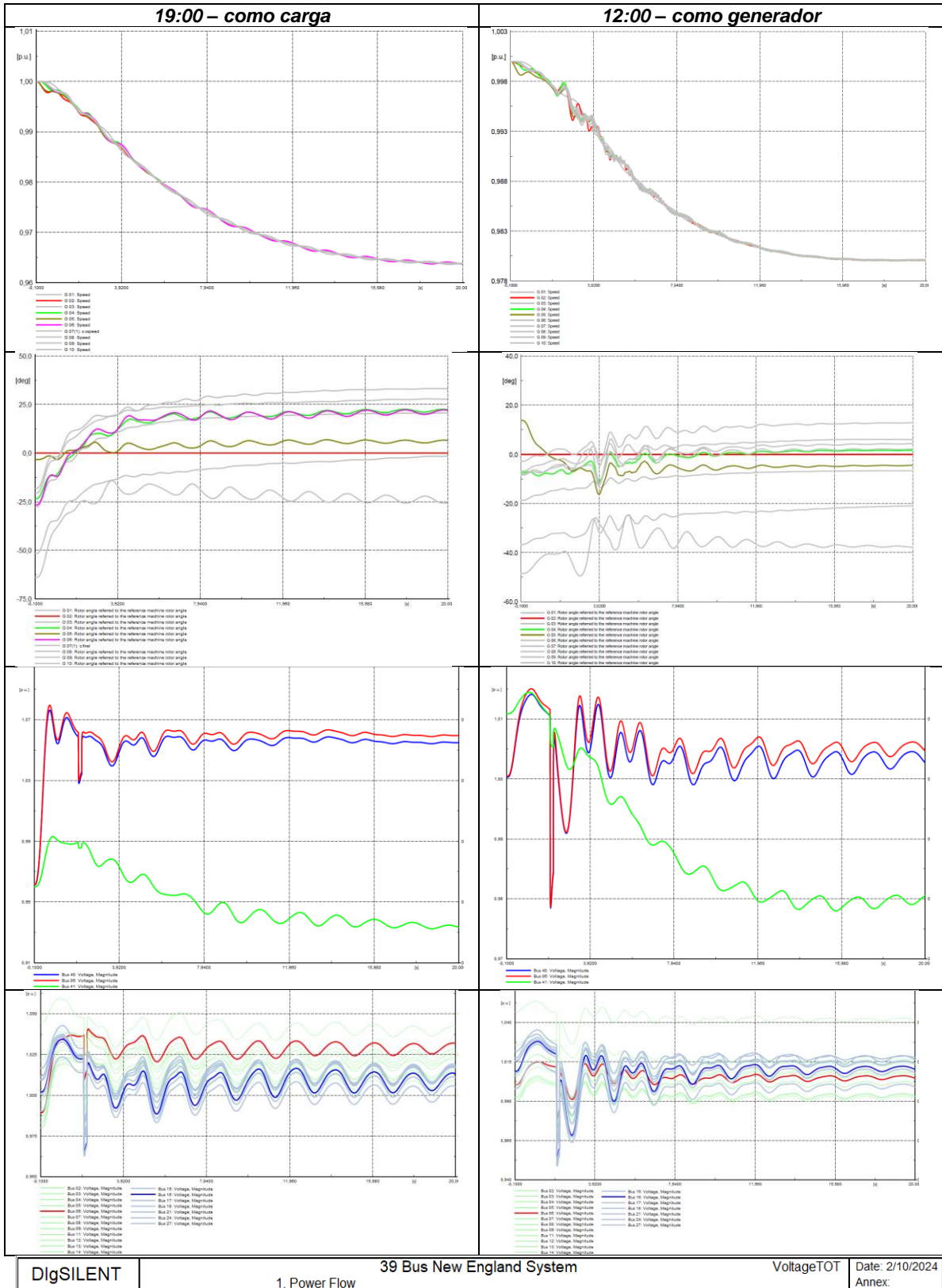
161 [38, 830, 21.7327, 300, -150, 1.0265, 100, 1, 865, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
162 [39, 1000, 78.4674, 300, -100, 1.03, 100, 1, 1100, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0]
163 ]
164
165 ## branch data
166 # fbus, tbus, r, x, b, rateA, rateB, rateC, ratio, angle, status, angmin, angmax
167 ppc["branch"] = array([
168 [1, 2, 0.0035, 0.0411, 0.6987, 600, 600, 600, 0, 0, 1, -360, 360],
169 [1, 39, 0.001, 0.025, 0.75, 1000, 1000, 1000, 0, 0, 1, -360, 360],
170 [2, 3, 0.0013, 0.0151, 0.2572, 500, 500, 500, 0, 0, 1, -360, 360],
171 [2, 25, 0.007, 0.0086, 0.146, 500, 500, 500, 0, 0, 1, -360, 360],
172 [2, 30, 0, 0.0181, 0, 900, 900, 2500, 1.025, 0, 1, -360, 360],
173 [3, 4, 0.0013, 0.0213, 0.2214, 500, 500, 500, 0, 0, 1, -360, 360],
174 [3, 18, 0.0011, 0.0133, 0.2138, 500, 500, 500, 0, 0, 1, -360, 360],
175 [4, 5, 0.0008, 0.0128, 0.1342, 600, 600, 600, 0, 0, 1, -360, 360],
176 [4, 14, 0.0008, 0.0129, 0.1382, 500, 500, 500, 0, 0, 1, -360, 360],
177 [5, 6, 0.0002, 0.0026, 0.0434, 1200, 1200, 1200, 0, 0, 1, -360, 360],
178 [5, 8, 0.0008, 0.0112, 0.1476, 900, 900, 900, 0, 0, 1, -360, 360],
179 [6, 7, 0.0006, 0.0092, 0.113, 900, 900, 900, 0, 0, 1, -360, 360],
180 [6, 11, 0.0007, 0.0082, 0.1389, 480, 480, 480, 0, 0, 1, -360, 360],
181 [6, 31, 0, 0.025, 0, 1800, 1800, 1800, 1.07, 0, 1, -360, 360],
182 [7, 8, 0.0004, 0.0046, 0.078, 900, 900, 900, 0, 0, 1, -360, 360],
183 [8, 9, 0.0023, 0.0363, 0.3804, 900, 900, 900, 0, 0, 1, -360, 360],
184 [9, 39, 0.001, 0.025, 1.2, 900, 900, 900, 0, 0, 1, -360, 360],
185 [10, 11, 0.0004, 0.0043, 0.0729, 600, 600, 600, 0, 0, 1, -360, 360],
186 [10, 13, 0.0004, 0.0043, 0.0729, 600, 600, 600, 0, 0, 1, -360, 360],
187 [10, 32, 0, 0.02, 0, 900, 900, 2500, 1.07, 0, 1, -360, 360],
188 [12, 11, 0.0016, 0.0435, 0, 500, 500, 500, 1.006, 0, 1, -360, 360],
189 [12, 13, 0.0016, 0.0435, 0, 500, 500, 500, 1.006, 0, 1, -360, 360],
190 [13, 14, 0.0009, 0.0101, 0.1723, 600, 600, 600, 0, 0, 1, -360, 360],
191 [14, 15, 0.0018, 0.0217, 0.366, 600, 600, 600, 0, 0, 1, -360, 360],
192 [15, 16, 0.0009, 0.0094, 0.171, 600, 600, 600, 0, 0, 1, -360, 360],
193 [16, 17, 0.0007, 0.0089, 0.1342, 600, 600, 600, 0, 0, 1, -360, 360],
194 [16, 19, 0.0016, 0.0195, 0.304, 600, 600, 2500, 0, 0, 1, -360, 360],
195 [16, 21, 0.0008, 0.0135, 0.2548, 600, 600, 600, 0, 0, 1, -360, 360],
196 [16, 24, 0.0003, 0.0059, 0.068, 600, 600, 600, 0, 0, 1, -360, 360],
197 [17, 18, 0.0007, 0.0082, 0.1319, 600, 600, 600, 0, 0, 1, -360, 360],
198 [17, 27, 0.0013, 0.0173, 0.3216, 600, 600, 600, 0, 0, 1, -360, 360],
199 [19, 20, 0.0007, 0.0138, 0, 900, 900, 2500, 1.06, 0, 1, -360, 360],
200 [19, 33, 0.0007, 0.0142, 0, 900, 900, 2500, 1.07, 0, 1, -360, 360],
201 [20, 34, 0.0009, 0.018, 0, 900, 900, 2500, 1.009, 0, 1, -360, 360],
202 [21, 22, 0.0008, 0.014, 0.2565, 900, 900, 900, 0, 0, 1, -360, 360],
203 [22, 23, 0.0006, 0.0096, 0.1846, 600, 600, 600, 0, 0, 1, -360, 360],
204 [22, 35, 0, 0.0143, 0, 900, 900, 2500, 1.025, 0, 1, -360, 360],
205 [23, 24, 0.0022, 0.035, 0.361, 600, 600, 600, 0, 0, 1, -360, 360],
206 [23, 36, 0.0005, 0.0272, 0, 900, 900, 2500, 1, 0, 1, -360, 360],
207 [25, 26, 0.0032, 0.0323, 0.531, 600, 600, 600, 0, 0, 1, -360, 360],
208 [25, 37, 0.0006, 0.0232, 0, 900, 900, 2500, 1.025, 0, 1, -360, 360],
209 [26, 27, 0.0014, 0.0147, 0.2396, 600, 600, 600, 0, 0, 1, -360, 360],
210 [26, 28, 0.0043, 0.0474, 0.7802, 600, 600, 600, 0, 0, 1, -360, 360],
211 [26, 29, 0.0057, 0.0625, 1.029, 600, 600, 600, 0, 0, 1, -360, 360],
212 [28, 29, 0.0014, 0.0151, 0.249, 600, 600, 600, 0, 0, 1, -360, 360],
213 [29, 38, 0.0008, 0.0156, 0, 1200, 1200, 2500, 1.025, 0, 1, -360, 360]
214 ])
215
216 ##----- OPF Data -----##
217 ## generator cost data
218 # 1 startup shutdown n x1 y1 ... xn yn
219 # 2 startup shutdown n c(n-1) ... c0
220 ppc["gencost"] = array([
221 [2, 0, 0, 3, 0.01, 0.3, 0.2],
222 [2, 0, 0, 3, 0.01, 0.3, 0.2],
223 [2, 0, 0, 3, 0.01, 0.3, 0.2],
224 [2, 0, 0, 3, 0.01, 0.3, 0.2],
225 [2, 0, 0, 3, 0.01, 0.3, 0.2],
226 [2, 0, 0, 3, 0.01, 0.3, 0.2],
227 [2, 0, 0, 3, 0.01, 0.3, 0.2],
228 [2, 0, 0, 3, 0.01, 0.3, 0.2],
229 [2, 0, 0, 3, 0.01, 0.3, 0.2],
230 [2, 0, 0, 3, 0.01, 0.3, 0.2]
231 ])
232
233 return ppc

```

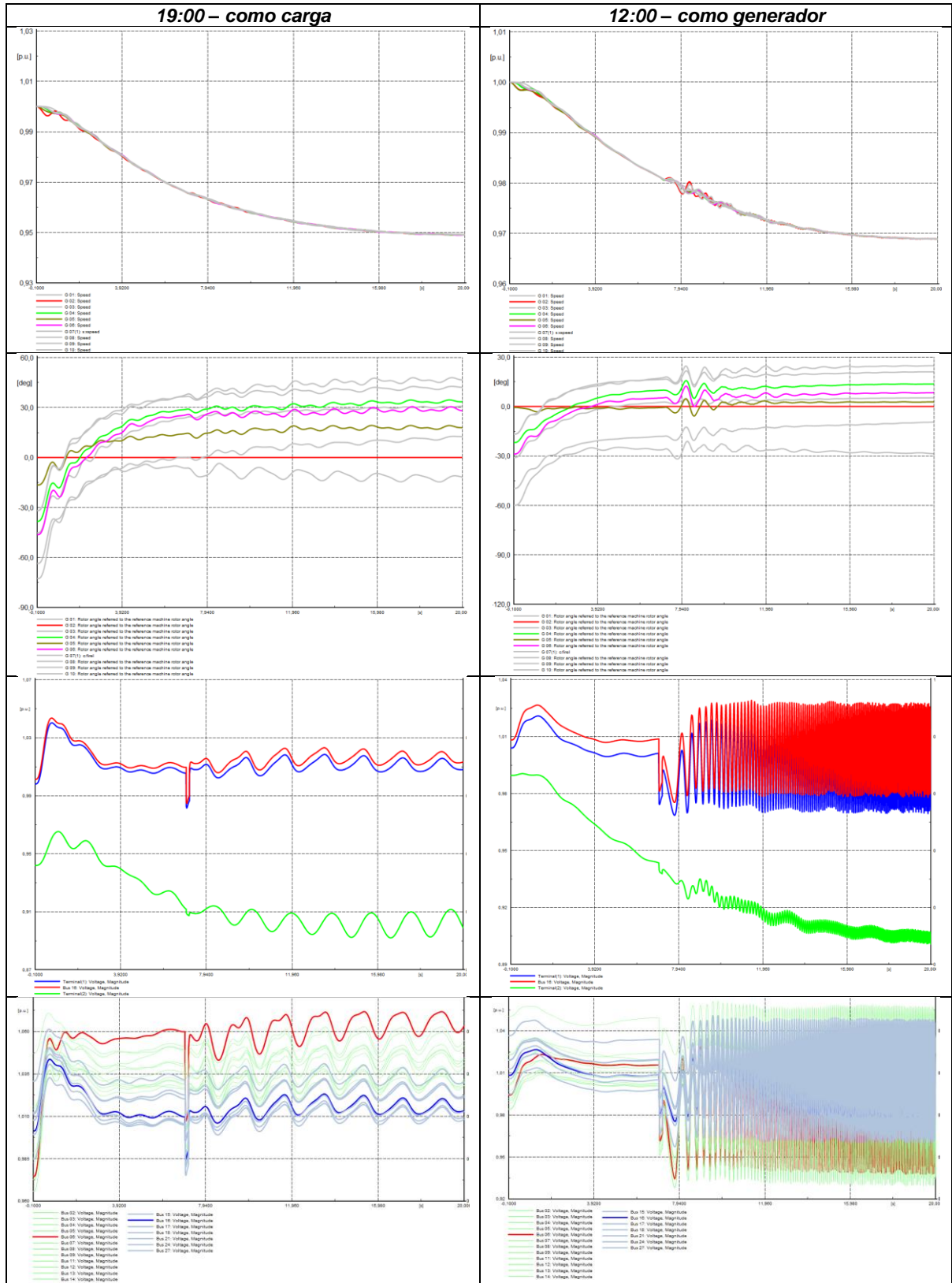
## ANEXO III

### **Comparación gráfica - respuesta de las variables**

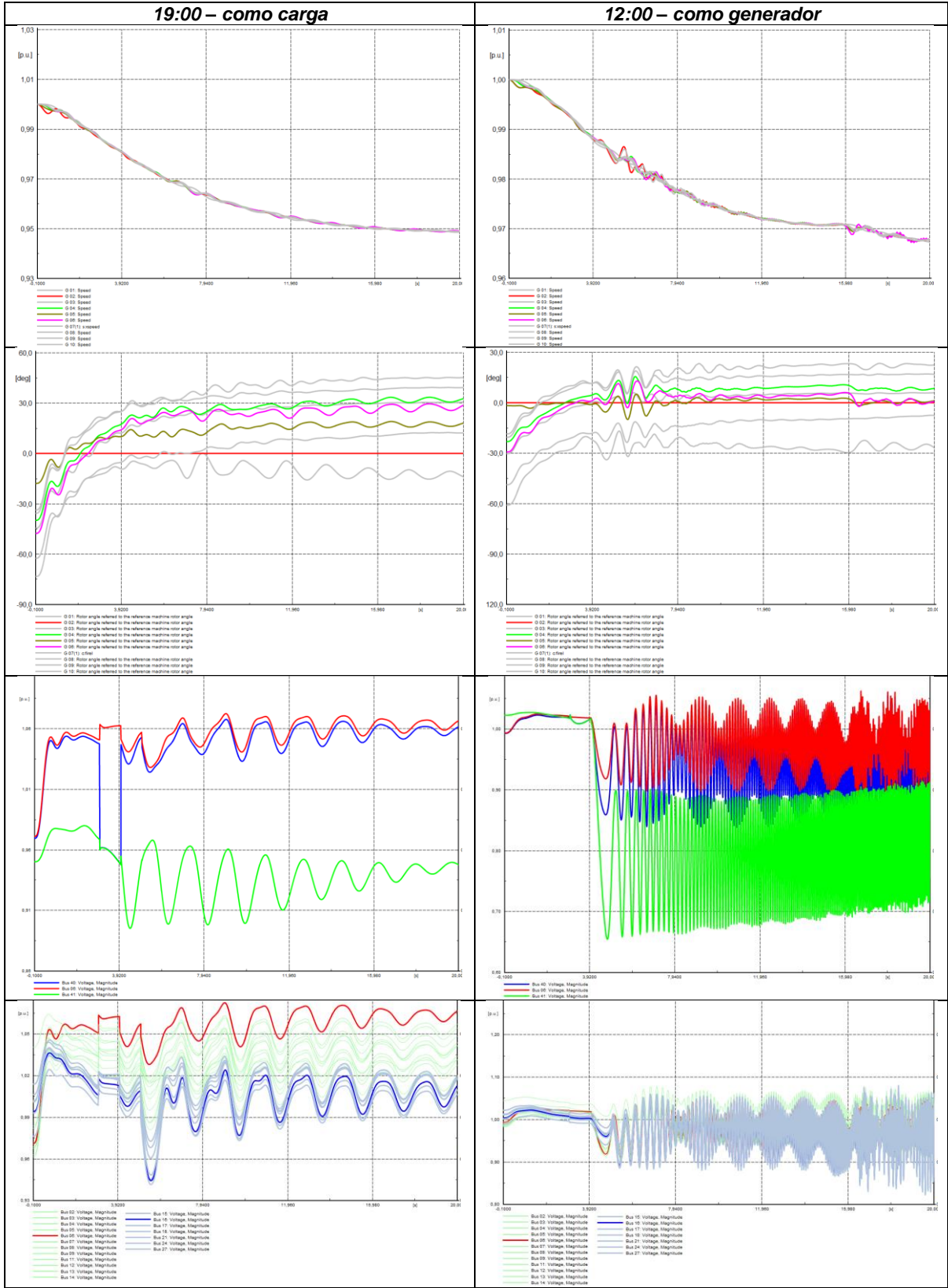
## Falla 3Ø en el SHG



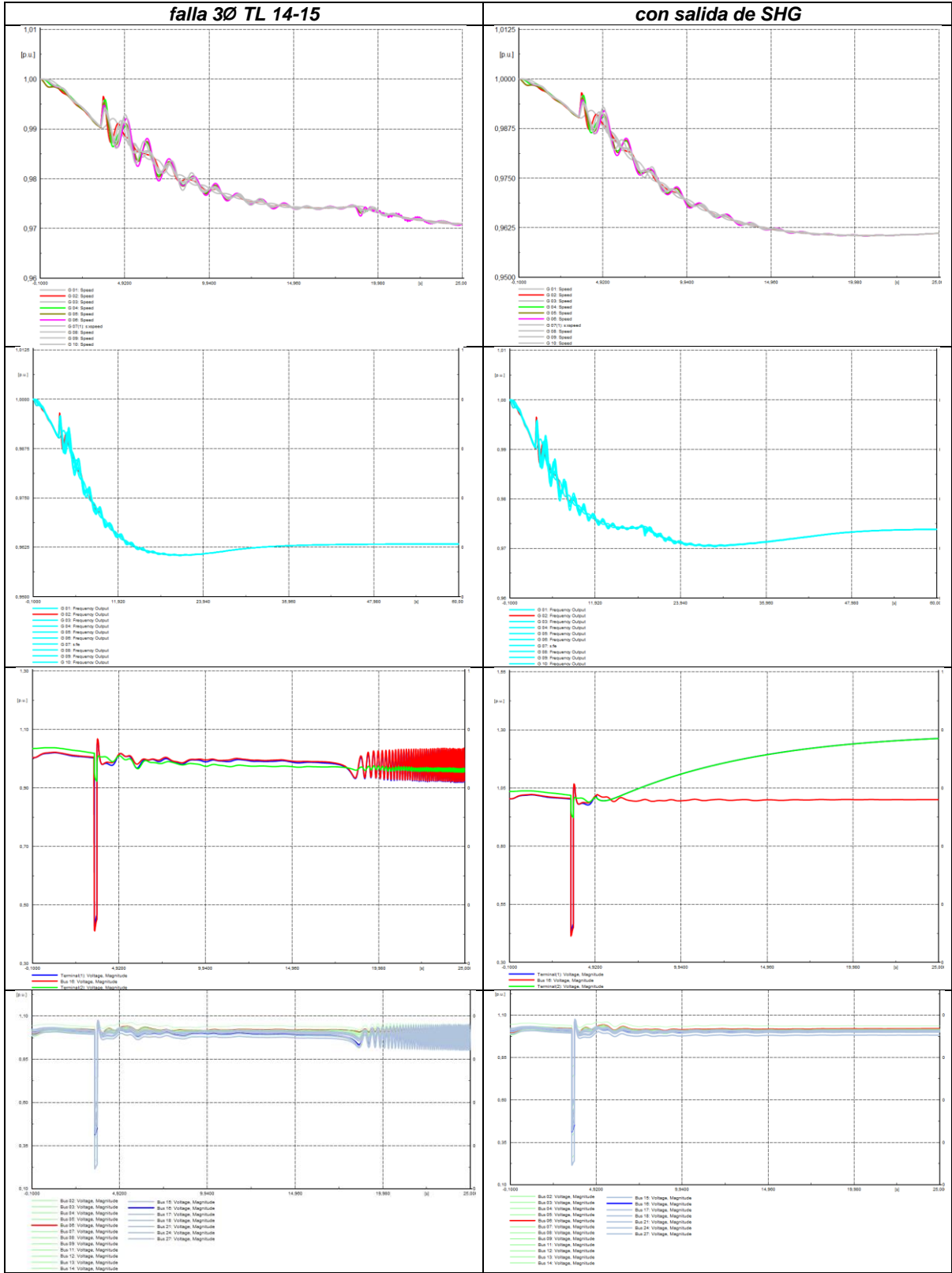
## Falla 1Ø en el SHG



## Switcheo del SHG

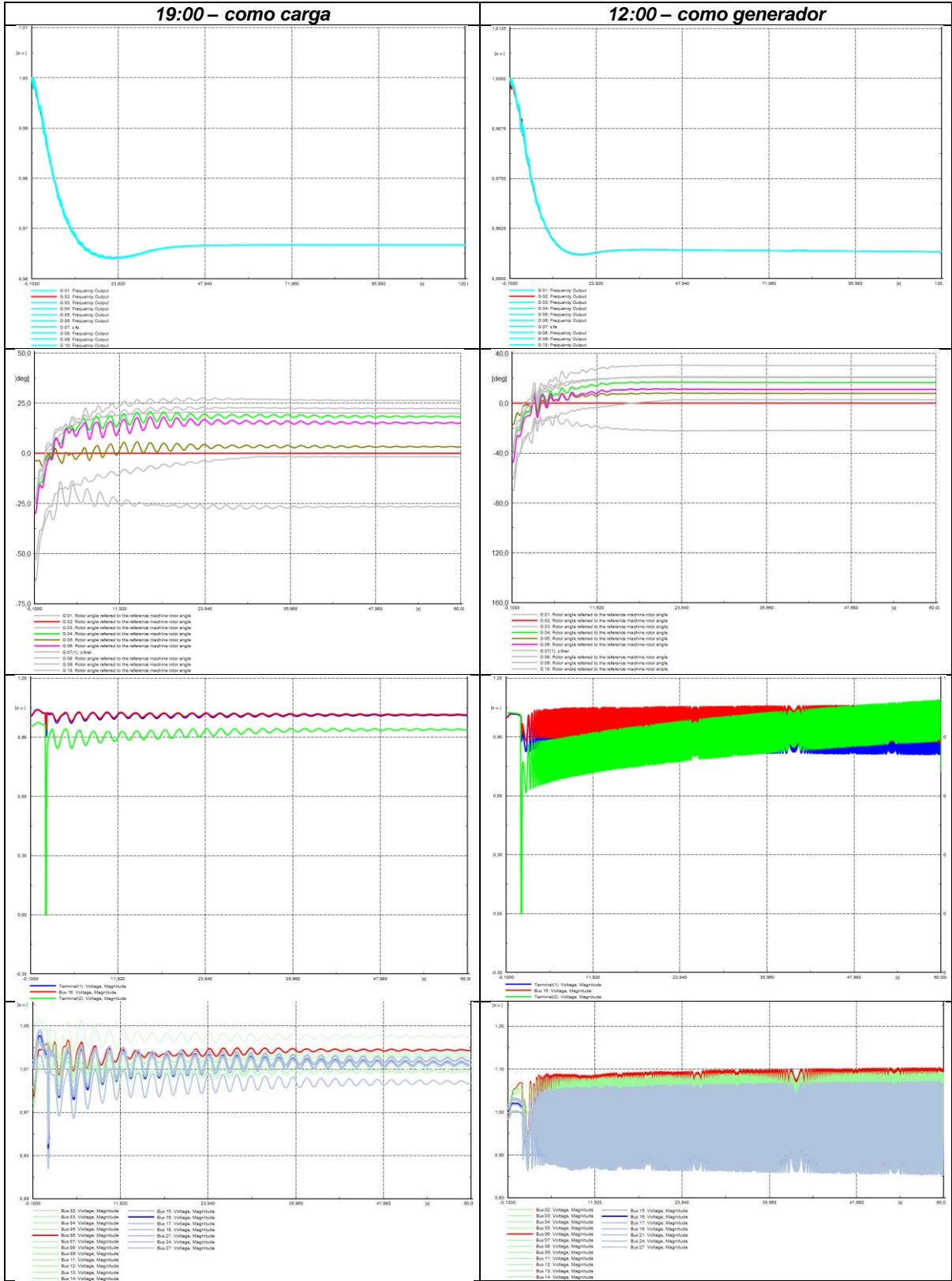


## Falla en SEP - desconexión SHG

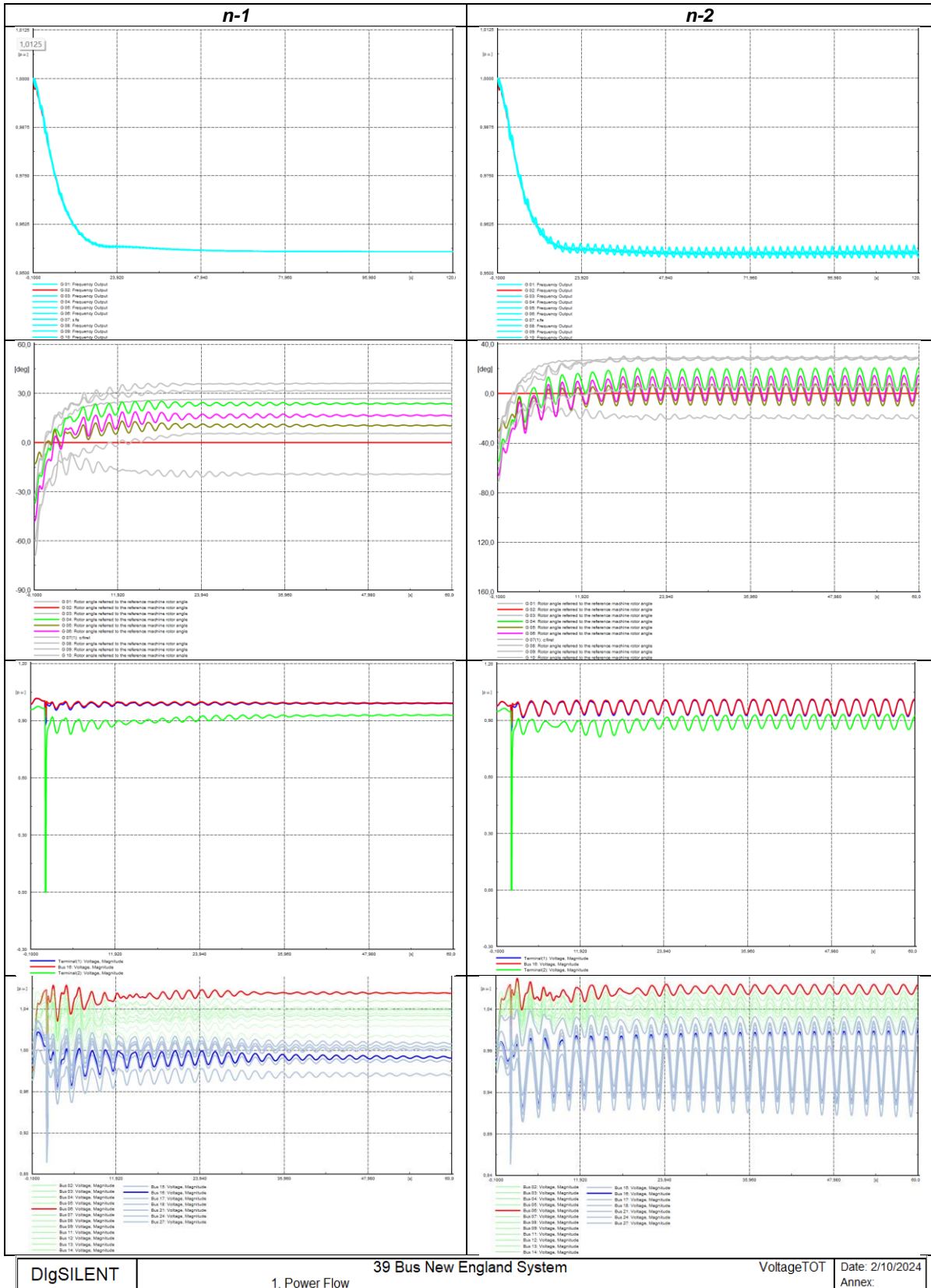




### Criterio n-1: falla en SHG



### Criterios de operación: falla en SHG (19:00)



DigSILENT

1. Power Flow

39 Bus New England System

VoltageTOT Date: 2/10/2024 Annex:

## ANEXO IV

### **Problemas Asociados a la GD – SHG**

- **Armónicos y Calidad de la Energía**

Con la aparición de las energías renovables, han surgido nuevos desafíos relacionados con la operación de las redes, por ejemplo: Un armónico es una señal de voltaje o corriente distorsionada a un múltiplo o submúltiplo de la frecuencia fundamental [21]. Esto es motivo de gran preocupación para la red, ya que los Generadores Distribuidos (DG) inyectan una variedad de armónicos que causan perfiles de voltaje erráticos, aumentando las pérdidas y disminuyendo la seguridad de la red. Los elementos propios de un sistema híbrido (SHG), como cargas, transformadores, generadores y la electrónica de potencia intrínseca a estos, no son componentes lineales, por lo que constituyen una fuente de armónicos. Dado que los inversores de potencia son el enlace entre las fuentes de corriente continua (células fotovoltaicas) y la red de corriente alterna, son una parte clave de la conversión de energía, he ahí la importancia de reconocer su impacto en la operación propia y en la red [22].

En cuanto a la calidad de la energía, existen ciertas normas (valores) que el operador de la red de distribución debe cumplir relacionadas con los perfiles de voltaje (caídas/ascensos de voltaje), la seguridad de la red (continuidad del servicio) e índices de confiabilidad (SAIFI, SAIDI, etc.). Además, de otros aspectos relacionados con la compatibilidad electromagnética (EMC), como el parpadeo (flicker o perturbaciones de alta velocidad), interarmónicos, variaciones rápidas de frecuencia y transitorios [23]. Sin dudas, para sistemas robustos, estos aspectos pueden no ser de gran interés, pero para un SHG que opera en modo aislado, pueden plantear serios desafíos.

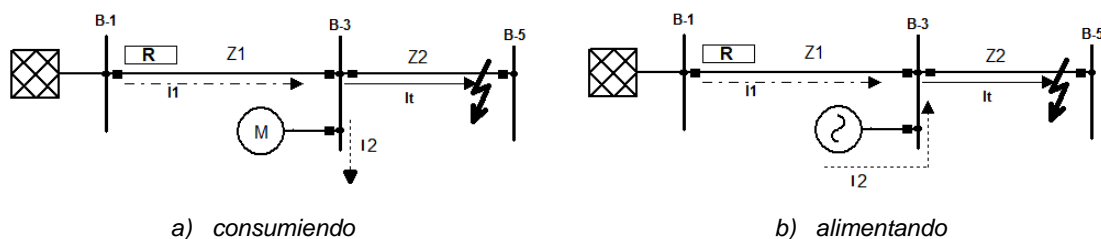
- **Protecciones Eléctricas**

Como es conocido, la integración de los Recursos Energéticos Distribuidos (DERs) a la red, en este caso a través de un SHG, tiene sus ventajas y desventajas. En el lado positivo, tenemos una energía limpia, autonomía y eficiencia. Los aspectos negativos están relacionados con la falta de inercia en masas rotativas y la electrónica de potencia asociada a los convertidores, dichos aspectos debilitan la inercia del sistema en conjunto y, por lo tanto, su impacto es directo en la estabilidad transitoria. Uno de los problemas más desafiantes está relacionado con los esquemas de protecciones a emplear. De entre las preocupaciones de las empresas de distribución al integrar DERs a la red existente, es que no se excedan las capacidades de los interruptores (switchgear) en el punto de conexión común (PCC); al enfrentar estos escenarios se prohíbe su interconexión [18].

Los relés de sobre-corriente tradicionales basan su funcionamiento en la magnitud de la corriente, por lo que no son completamente adecuados para la protección de sistemas con generación renovable; dado que las fuentes de energía (DERs) y las cargas están constantemente variando, como consecuencia la corriente medida también lo hace [24]. Por otro lado, las protecciones de distancia se basan principalmente en la impedancia, que está influenciada principalmente por la topología de las redes, por lo que constituyen una mejor opción para temas de protección.

Los relés de distancia se utilizan mayormente para proteger alimentadores primarios, considerando que la generación distribuida (DG) generalmente se conectan en puntos intermedios de alimentadores largos, se analizan ambos casos: cuando el SHG está consumiendo (carga) y cuando está suministrando energía (generador), para comprender su efecto sobre los valores de impedancia vista por el relé.

*Relé de distancia "R" – SLD [24].*

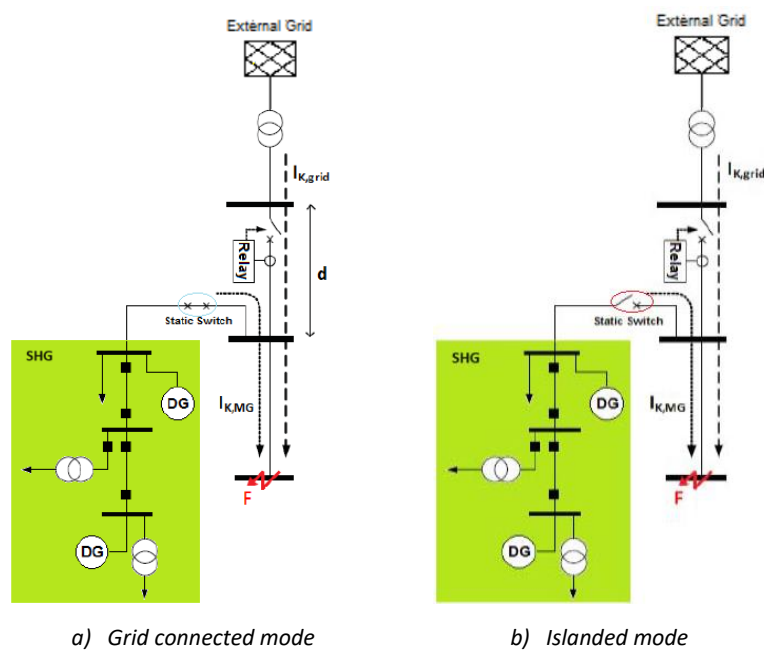


La impedancia medida en *a*) es menor que la impedancia real, mientras que en *b*) es mayor, ambas distorsionadas por un factor de  $(I_2/I_1)Z_2$ .

Otro aspecto clave está relacionado con la protección direccional, la mayoría de los alimentadores radiales están configurados para detectar la corriente en una sola dirección (desde la fuente hacia la carga). Con la inserción de generación distribuida, la dirección de los flujos de potencia podría cambiar instantáneamente, por lo que ahora el flujo de corriente es bidireccional. La topología de la red también es susceptible de cambios por lo que se crea nuevos caminos para la corriente de falla.

Por convención, en condiciones normales de operación el SHG funcionará en modo conectado a la red; cuando se vea sujeto a fallas importantes que provoquen desconexión, también deberá ser capaz de funcionar en modo isla. Después del despeje de la falla y antes de volver a conectarse a la red, los parámetros correspondientes deben estar en sincronización o fase, esto es voltaje nominal, secuencia de fases, frecuencia, etc.

*Relé de sobrecorriente – escenarios [25].*

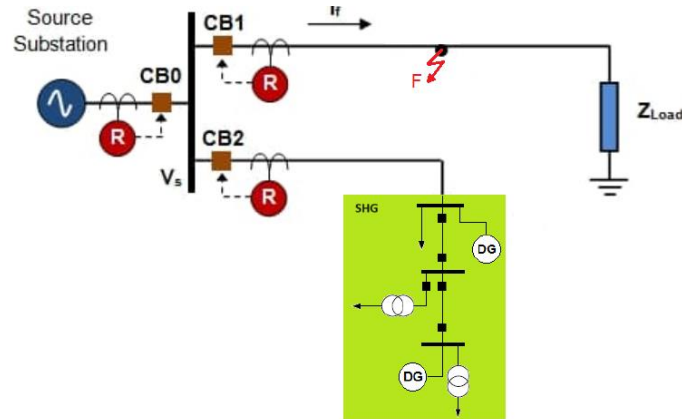


El problema radica en que cuando el SHG está funcionando en *a*), está contribuyendo a la corriente de cortocircuito; por lo tanto, solo una fracción de la falla  $F$  es detectada por el relé. Dado que la configuración del relé originalmente estaba en un valor de disparo, esta superposición de corriente podría provocar una operación errónea de este.

Cuando hay dos o más alimentadores en paralelo, puede ocurrir un fenómeno llamado *sympathetic tripping* (disparo simpático). En la siguiente figura, se produce una falla  $F$  en el alimentador 1, la cual debería ser eliminada por el interruptor CB1; como resultado del

cortocircuito, el voltaje en la barra se reduce, para compensar esta acción, el SHG inyectará corriente contribuyendo a la falla, lo que podría conllevar al disparo de CB2, este fenómeno acompañado de la falta de inercia de los sistemas híbridos da lugar a disparos erráticos [25].

*Alimentadores en paralelo – sympathetic tripping [25].*



Los reconectadores automáticos se utilizan comúnmente en los alimentadores primarios para mejorar la operación de la red, la confiabilidad y reducir los tiempos de desconexión (tiempos de inactividad). Estos dispositivos pueden detectar sobrecorrientes producidas por fallas, abrir automáticamente para eliminar la falla y volver a cerrar después de un cierto número de ciclos mejorando así indicadores de calidad como FMIk, TTIk, ENS [25]. Sin embargo, el problema nuevamente radica en la contribución de la DG a la corriente de cortocircuito (corriente de falla), lo que puede llevar a un funcionamiento incorrecto; por lo tanto, se requieren las configuraciones adecuadas al coordinar fusibles, recierres automáticos, interruptores, etc., que constituyen los esquemas de protección por sobrecorriente. Como sugerencia, se recomienda analizar la mayoría de escenarios posibles para una coordinación de protección adecuada.

- **Sistemas Híbridos y Resiliencia**

La resiliencia se define como “la capacidad de los activos, redes y sistemas para anticipar, absorber, adaptarse y/o recuperarse rápidamente de un evento disruptivo” [26].

Los SHG han tenido un impacto positivo en la resiliencia de la red, por ejemplo: cuando hay una contingencia grave en la red principal (SEP), un SHG puede operar como una isla proporcionando electricidad a los clientes locales. Además, en modo conectado a la red, reducirá las transferencias de potencia activa y reactiva mejorando así los perfiles de voltaje un aspecto importante en interconexiones débiles (PCC). Por lo tanto, una programación adecuada en el despacho junto con un sistema de almacenamiento de energía con baterías (BESS) aumentará no solo la resiliencia del SHG frente a contingencias, sino que también contribuirá a la estabilidad de las redes al reducir la demanda de flujos de potencia, especialmente las impuestas por cargas lejanas; por lo tanto, los DERs integrados a través de un SHG desempeñarán un papel clave en la resiliencia y la estabilidad de la red [27].

*Elementos constitutivos de la resiliencia [26].*



# ANEXO V

## Diagrama de bloques del proceso: POPF y análisis de estabilidad

